

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES**

**ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS EN LA  
APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN  
GEOGRÁFICA A LA INTEGRACIÓN REGIONAL DE LAS  
ENERGÍAS RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN  
DESCENTRALIZADA DE ELECTRICIDAD**

**TESIS DOCTORAL**

**Julio Amador Guerra**

Ingeniero Industrial por la E.T.S.I. Industriales de Madrid

2000

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES**

**ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS EN LA  
APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN  
GEOGRÁFICA A LA INTEGRACIÓN REGIONAL DE LAS  
ENERGÍAS RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN  
DESCENTRALIZADA DE ELECTRICIDAD**

**AUTOR:**  
**Julio Amador Guerra**  
Ingeniero Industrial por la E.T.S.I.Industriales de Madrid

**DIRECTOR:**  
**José Manuel Gómez Agost**  
Doctor Ingeniero Industrial por la E.T.S.I.Industriales de Madrid

2000

# **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID**

## **ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES**

**Tesis doctoral:** Análisis de los parámetros técnicos en la aplicación de los sistemas de información geográfica a la integración regional de las energías renovables en la producción descentralizada de electricidad

**Autor:** Julio Amador Guerra. Ingeniero Industrial

**Director:** D. José Manuel Gómez Agost. Prof. Titular E.T.S.I. Industriales UPM

**Tribunal nombrado por el Mgfco. y Excmo. Sr. Rector de la Universidad Politécnica de Madrid, el día 27 de Septiembre de 2000:**

**Presidente:** D. Carlos Veganzones Nicolás. Prof. Titular E.T.S.I. Industriales UPM

**Vocal 1:** D. Adolfo de Francisco García. Catedrático E.T.S.I. Montes UPM

**Vocal 2:** D. Manuel-Alonso Castro Gil. Prof. Titular UNED

**Vocal 3:** D. Juan Avellaner Lacal. Jefe Dpto. IDAE

**Secretario:** D. Manuel Macías Miranda. Prof. Titular Ciencias Ambientales-EPES UPM

Realizado el acto de defensa y lectura de la Tesis el día 23 de Noviembre del 2000, en Madrid.

Este tribunal acuerda otorgar la calificación de Sobresaliente “Cum Laude”

...

Sol y luna, bendecid al Señor;

...

vientos todos, bendecid al Señor;

...

cuanto germina en la tierra, bendiga al Señor.

...

mares y ríos, bendecid al Señor.

...

Hijos de los hombres, bendecid al Señor.

...

Bendito el Señor en la bóveda del cielo,  
Alabado y glorioso y ensalzado por los siglos.

**Dn 3, 57 - 88**

A mis padres: Eduardo y Paula

A mi mujer: Paloma

A mis hijos: Eduardo, Paloma, Manuel, Julio y Gregorio

# ÍNDICE

## Agradecimientos

## Resumen

## Nomenclatura

## Lista de figuras

## Lista de tablas

## Capítulo 1. Electrificación rural

<b>1.1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1.1. Concepto de electrificación rural.....	1
1.1.2. Electrificación rural y desarrollo .....	2
<b>1.2. Potencial de electrificación rural .....</b>	<b>3</b>
1.2.1. Potencial de electrificación rural en el mundo .....	3
1.2.2. Potencial de electrificación rural en los países mediterráneos.....	4
1.2.3. Potencial de electrificación rural en España .....	6
<b>1.3. Planes de electrificación rural.....</b>	<b>8</b>
1.3.1. Introducción .....	8
1.3.2. Promoción de la electrificación rural en España.....	8
1.3.3. Planes de electrificación rural en países en vías de desarrollo.....	12
<b>1.4. Tecnologías de electrificación rural.....</b>	<b>13</b>
1.4.1. Introducción .....	13
1.4.2. Descripción de las tecnologías: Instalaciones tipo .....	14
1.4.3. Estado del arte de la tecnología.....	22
<b>1.5. Dispositivos de consumo en electrificación rural .....</b>	<b>26</b>
1.5.1. Introducción .....	26
1.5.2. Eficiencia energética.....	27
1.5.3. Equipos de consumo eléctrico en una vivienda renovable .....	27
<b>1.6. Proyectos de electrificación rural con energías renovables .....</b>	<b>29</b>
1.6.1. Instalaciones fotovoltaicas.....	29
1.6.2. Instalaciones eólicas.....	33
1.6.3. Sistemas eólico-diesel .....	35

## Capítulo 2. Variables técnicas

<b>2.1. Análisis de la demanda en electrificación rural .....</b>	<b>36</b>
2.1.1. Demanda residencial .....	36
2.1.2. Consumo en viviendas rurales.....	40
2.1.3. Escenario de consumo para el método propuesto .....	46
2.1.4. Estrategias de gestión de la demanda .....	47
<b>2.2. Capacidad de generación.....</b>	<b>48</b>
2.2.1. Potencia instalada.....	48
2.2.2. Tamaño del acumulador .....	51
2.2.3. Parámetros del acondicionamiento de potencia.....	52

<b>2.3. Factor de capacidad de los sistemas autónomos .....</b>	<b>53</b>
2.3.1. Conceptos básicos.....	53
2.3.2. Factor de capacidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos .....	54
2.3.3. Factor de capacidad de los sistemas eólicos.....	56
2.3.4. Factor de capacidad de los sistemas diesel individuales.....	60
<b>2.4. El factor de capacidad en los sistemas centralizados.....</b>	<b>61</b>
2.4.1. Sistema diesel central.....	61
2.4.2. Sistemas eólico-diesel .....	61
<b>2.5. Otros parámetros técnicos .....</b>	<b>62</b>
2.5.1. Tipo y consumo de combustible.....	62
2.5.2. Ahorro de combustible en sistemas eólico-diesel.....	62
2.5.3. Emisiones de grupos diesel.....	62
2.5.4. Emisiones de CO <sub>2</sub> de la energía eléctrica procedente de la red. ....	63

### **Capítulo 3. Variables económicas.**

<b>3.1. Análisis de rentabilidad de proyectos .....</b>	<b>64</b>
3.1.1. Parámetros principales de medición de rentabilidad.....	64
3.1.2. Condiciones de aplicación.....	66
<b>3.2. Análisis de rentabilidad de instalaciones de producción de energía eléctrica.....</b>	<b>67</b>
3.2.1. Coste del ciclo de vida útil.....	68
3.2.2. Coste de electrificación equivalente (LEC) .....	68
3.2.3. Ejemplos de aplicación .....	69
<b>3.3. Estructura de costes.....</b>	<b>72</b>
3.3.1. Factores del coste de la electricidad “renovable” .....	72
3.3.2. Instalaciones fotovoltaicas.....	75
3.3.3. Instalaciones de pequeños aerogeneradores.....	78
3.3.4. Coste del grupo diesel .....	80
3.3.5. Coste del sistema eólico-diesel.....	82
3.3.6. Coste de la extensión de red.....	83
3.3.7. Coste de la acumulación .....	89
3.3.8. Coste del acondicionamiento de potencia.....	89
3.3.9. Costes externos .....	90
3.3.10. Tiempo de vida.....	95
<b>3.4. Cálculo del LEC.....</b>	<b>96</b>
3.4.1. Sistema fotovoltaico autónomo .....	97
3.4.2. Sistema eólico autónomo .....	98
3.4.3. Sistema diesel individual .....	98
3.4.4. Ampliación de la red eléctrica .....	99
3.4.5. Sistema diesel central.....	100
3.4.6. Sistema eólico-diesel .....	101
<b>3.5. Introducción del riesgo en las decisiones de inversión: Análisis de sensibilidad.....</b>	<b>102</b>
3.5.1. Concepto de riesgo .....	102
3.5.2. Consideración del riesgo en el análisis de rentabilidad .....	102
3.5.3. Análisis de sensibilidad.....	103
3.5.4. Ejemplos de análisis de sensibilidad aplicados a proy. de energías renovables.....	104

## Capítulo 4. Sistemas de información geográfica (SIG)

<b>4.1. Introducción a los sistemas de información geográfica .....</b>	<b>105</b>
4.1.1. Definición .....	105
4.1.2. Objetos geográficos .....	105
4.1.3. Organización de la información geográfica en un SIG vectorial.....	108
4.1.4. Funciones principales de un SIG .....	112
4.1.5. Lenguajes de programación .....	119
4.1.6. Justificación del empleo de SIG.....	120
<b>4.2. Metodología de un proyecto SIG .....</b>	<b>120</b>
4.2.1. Fases principales de un proyecto SIG.....	120
4.2.2. Un proyecto SIG para electrificación rural.....	125

## Capítulo 5. Método

<b>5.1. Antecedentes.....</b>	<b>130</b>
5.1.1. SIG para energías renovables .....	130
5.1.2. SIG para electrificación rural con energías renovables .....	137
<b>5.2. Método propuesto .....</b>	<b>143</b>
5.2.1. Justificación .....	143
5.2.2. Descripción del método .....	143
5.2.3. Revisión de Solargis .....	144
5.2.4. SIG para electrificación rural .....	148
5.2.5. Análisis de sensibilidad espacial.....	154

## Capítulo 6. Verificación

<b>6.1. Justificación del área de estudio.....</b>	<b>163</b>
6.1.1. Introducción .....	163
6.1.2. Análisis de viviendas de la Región de Murcia.....	163
<b>6.2. Descripción del área de estudio .....</b>	<b>163</b>
6.2.1. Información general de la Región de Murcia .....	163
6.2.2. Datos socioeconómicos y medioambientales .....	165
6.2.3. Estructura energética regional .....	166
6.2.4. Información general de Lorca.....	167
6.2.5. Instalaciones de electrificación rural en Lorca .....	168
<b>6.3. Datos de partida para la aplicación del método.....</b>	<b>170</b>
6.3.1. Valores iniciales de las variables .....	170
6.3.2. Radiación solar .....	171
6.3.3. Recursos eólicos .....	173
6.3.4. Distancias a la red de M.T.....	175
6.3.5. Densidad de población .....	175
<b>6.4. Resultados .....</b>	<b>177</b>
6.4.1. Distribución potencial de tecnologías .....	177
6.4.2. Resultado del análisis de sensibilidad espacial .....	184
6.4.3. Estabilidad del resultado.....	196



## **Capítulo 7. Conclusiones.**

<b>7.1. Aportaciones .....</b>	<b>197</b>
<b>7.2. Líneas de trabajo futuras .....</b>	<b>201</b>

## **Anexo: Integración regional de energías renovables**

### **Bibliografía**

### **Cartografía**

## Agradecimientos

Son tan numerosas las ayudas que he recibido y tanto el tiempo que ha pasado en algunos casos, que es fácil que me haya olvidado de alguien, que el lugar de ubicación haya cambiado, etc.

Carlos Veganzones fue el que me dio la idea de realizar una tesis de este tipo, que J. Manuel Gomez tuvo a bien dirigir. Miguel Angel Egido, Mercedes Montero, Faustino Chenlo y Xavier García, entre otros, me ayudaron también en la búsqueda del “tema”. Fernando Sánchez y Francisco Martín me pusieron en contacto con las personas adecuadas y me facilitaron los medios para poder llevar a cabo los trabajos experimentales.

A continuación enumero las personas y entidades que han colaborado en distintos aspectos del desarrollo de esta tesis, a los que expreso a través de estas líneas mi más sincero agradecimiento:

- Rafael Martínez (Comité Español del Consejo Mundial de la Energía)
- Luis Carlos Mas (Planificación Energética, MINER)
- Luis Jesús Sánchez (CNSE)
- María Teresa Pascual (Foro de Energía Nuclear)
- Maribel Bernedo, José Donoso y Juan Avellaner (IDAE)
- Gregorio Piernavieja (Instituto Tecnológico de Canarias)
- José Santamarta (Experto en temas energéticos)
- Lucía Marroquín, Ignacio Martí, Miriam Merchante, Jorge Navarro, Javier Teres e Ignacio Cruz (Departamento de Energías Renovables del CIEMAT)
- Manuel Varela (Proyecto de Estudios Socioeconómicos, CIEMAT)
- Miguel Angel Aparicio, Antonio Canoyra, Rafael Montero y Pedro García Diezma (Unión Fenosa)
- José Luis Martínez, José García Sandoval, Bernardino Casado, Miguel Angel Muñoz, Damián Martínez, Francisco Amo y José Luis Rodríguez Amenedo (Iberdrola)
- Juan Carlos Durante y Pablo Defez (NORCONTROL)
- Javier Arévalo y Luis Martín (Red Eléctrica de España)
- Carmen Vara de CESCE
- Carmen Plaza (CEYDE, UPM)
- Rafael Díaz Díaz del Departamento de Mecánica Estructural y Construcciones Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid
- Eduardo Lorenzo, Miguel Angel Egido, Estefanía Caamaño y Luis Narvarte del Instituto de Energía Solar de la UPM
- Luis Manuel Navas (Departamento de Ingeniería Rural, UPM)
- Rafael Illanes y José Javier Fdez. (Dpto. de Ingeniería Forestal, UPM)
- Juan Carlos Burgos (Universidad Carlos III)
- Jorge Aguilera (Universidad de Jaen)
- Valero Urbina (ETSI Agrónomos, Lérida)
- J.Joaquín Pérez (Leonsolar)
- Jesús Gavín (Grumadisa)

- Salvador Gómez (Empresa instaladora de Murcia)
- Joaquín Abadía (Centro de Nuevas Tecnologías, Gobierno de la Región de Murcia)
- Pedro Luis Conesa (Dirección General de Industria, Energía y Minas. Conserjería de Industria, Comercio, Turismo y Nuevas Tecnologías de la Región de Murcia)

Otras personas han contribuido de forma especial:

- Agustín Suarez (ATERSA)
- Luis Arribas, Félix Avia, Faustino Chenlo y Lourdes Ramírez (CIEMAT)

Todos mis compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica, EUITI, han sido fundamentales tanto directa como indirectamente para poder llevar adelante este trabajo. A todos les agradezco su colaboración y en particular a los más cercanos: Jorge Moreno Mohíno, Juan José Flores, Eduardo Pérez, Avelino López, Pedro Navarro, Enrique Céspedes, Antonio Sánchez, Dionisio Ramírez, Carmelo Carrero y Jesús Pérez, por su apoyo y por facilitarme cualquier cosa que he necesitado. También me gustaría citar las ayudas puntuales pero imprescindibles de Fernando Garnacho, Gabriel Gorris y José Luis Sanz; así como de otros compañero/as de la EUITI: Fernando Gutiérrez, Carlos Platero, José Manuel Arenas, Mario García, Rafael Cascón y M<sup>a</sup> Luz Hernández.

Los alumnos Justa Ocaña, Enrique Iniesta, Alberto Villarubia, Antonio González, Miguel Angel López, Carolina Quindós y María Fernández, han realizado proyectos fin de carrera que me han servido de apoyo para la tesis, por lo que también les expreso mi gratitud.

He dejado para el final lo más importante, porque para Javier Domínguez y Manolo Gómez mi agradecimiento no tiene calificativos.

## Resumen

En la actualidad más de 2.000 millones de personas en el mundo, pertenecientes principalmente a las zonas rurales de los países en vías de desarrollo, no tienen acceso a la energía eléctrica. Además, existe un pequeño número de viviendas en países desarrollados sin conectar a la red eléctrica.

La ejecución de planes de electrificación rural, junto con los procesos de estandarización de los precios de la energía eléctrica, han permitido acceder a la población rural de los países desarrollados a la utilización de la energía eléctrica en condiciones de igualdad a los usuarios urbanos. Estos planes han supuesto grandes costes con cargo al presupuesto estatal y/o regional de estos países.

Los planes de electrificación rural actuales son escasos ya que los grandes recursos que requieren no están disponibles para los gobiernos de los países en vías de desarrollo. Dado el crecimiento demográfico y los recursos financieros disponibles a escala mundial para la electrificación rural, la población sin acceso a la energía eléctrica continuará siendo del orden de 2.000 millones de personas en el horizonte del año 2020.

Las energías renovables son especialmente adecuadas para las aplicaciones descentralizadas al tratarse de recursos dispersos. Las tecnologías relativas “necesitan” estas aplicaciones autónomas o aisladas para avanzar tecnológicamente y abaratar costes como consecuencia del incremento del mercado.

Por otra parte, la consolidación de las energías renovables como una de las soluciones al problema de la diversificación e independencia energética de cada comunidad, ha dado lugar a una preocupación de las distintas entidades implicadas: gobiernos estatales y regionales, instituciones relacionadas con la energía, empresas y profesionales del sector, por conocer los recursos renovables para incluirlos en las planificaciones energéticas o en los estudios prospectivos.

El “Libro Blanco de las Energías Renovables” de la Comisión Europea, que establece la estrategia a seguir por los países miembros a corto y medio plazo, indica que “debe realizarse un esfuerzo para dar a conocer el potencial y ventajas de estas fuentes de energía para las regiones”. En este documento se establece una campaña para el despegue de las fuentes de energía renovables, que considera que una de las partes con más importante papel en su promoción son los agentes de decisión locales y regionales, así como los centros de energía regionales.

Por estas razones, se hace necesario que dichos agentes de decisión dispongan de instrumentos de planificación energética regional, que evalúen las potencialidades técnicas y económicas de las energías renovables.

El realizar un estudio de integración regional de energías renovables exige la evaluación de la demanda; la determinación de los recursos renovables y convencionales; la caracterización técnico-económica de las tecnologías disponibles y, por último, la estimación del potencial de cada tecnología, para la que es necesario tener en cuenta las restricciones económicas, sociales y ambientales de la región (el problema de la energía se encuentra en la actualidad enmarcado en conceptos como el efecto invernadero, el desarrollo sostenible, entre otros).

Todas estas actividades están basadas en el manejo de una gran cantidad de información regional, que en su mayoría tiene una vertiente geográfica. Es, por tanto, imprescindible el uso de “sistemas de información geográfica” (SIG) para abordar el problema. Estos SIG son verdaderamente “sistemas de soporte de decisiones” de la planificación energética, suministrando información, a los agentes de decisión, del potencial regional de las tecnologías disponibles, tanto renovables como convencionales.

Los SIG tienen ventajas de rapidez, volumen de información, capacidad de análisis, etc.; pero tienen el inconveniente del control de los resultados. Una fuente de los errores tiene que ver con la entrada y manejo de los datos, y puede ser minimizada por procedimientos sistemáticos. Otro tipo de fuente de error es relativo a las variables involucradas, algunas de ellas estimadas y otras de validez no contrastada. La gran cantidad de datos y capacidad de análisis hace que sea difícil vincular los resultados y las variables de partida y, por tanto, verificar completamente la validez del SIG. Todas estas cuestiones provocan un desconocimiento de la fiabilidad de los resultados y de los análisis que de ellos se derivan.

Para solucionar estos problemas se propone un método que, con el objetivo de aumentar la fiabilidad en el diseño y aplicación de los SIG para electrificación rural, se estructura en las siguientes etapas:

- 1ª) Análisis socioeconómico de la región que permite establecer un escenario normalizado de consumo
- 2ª) Estudio del estado del arte de las tecnologías renovables para determinar su factor de capacidad
- 3ª) Asignación de valores a los parámetros económicos y energéticos dentro de escenarios que garanticen la coherencia de los mismos
- 4ª) Desarrollo de un sistema de información geográfica que integre los resultados obtenidos en las etapas anteriores
- 5ª) Análisis que permita determinar el grado de sensibilidad espacial de los parámetros que determinan el coste del kWh de cada tecnología

Este documento presenta el trabajo de investigación realizado y se estructura en siete capítulos. Los cuatro primeros establecen las bases técnicas y metodológicas que dan lugar al método

propuesto en el capítulo 5º. Su validación del método se establece en el capítulo 6º, dedicándose el séptimo a las conclusiones.

El capítulo primero se dedica a la electrificación rural. Sirve como introducción y justificación a los temas que se desarrollan posteriormente, realizando un análisis del potencial de electrificación rural en el mundo y de los proyectos relativos realizados con energías renovables.

En el capítulo segundo se establecen las variables técnicas que se emplean en la metodología. Los problemas básicos que desarrolla son la estimación de la demanda en electrificación rural y el cálculo del factor de capacidad de las instalaciones consideradas. Para la segunda cuestión se realiza un estudio del estado del arte de las distintas tecnologías.

En el siguiente capítulo se estudian las variables económicas con el fin de determinar el coste del kWh producido por cada sistema de electrificación. Para ello se realiza un análisis muy detallado del mercado energético.

El capítulo cuarto aporta, en primer lugar, una introducción a los Sistemas de Información Geográfica que facilite la comprensión del método. A continuación, después de indicar de forma genérica las partes de un proyecto SIG, se realiza un análisis de cada una de sus etapas para un proyecto SIG tipo de electrificación rural.

El método propuesto se plantea en el quinto capítulo de este trabajo. Después de establecer los antecedentes, se describen los trabajos realizados y el método al que se ha llegado para alcanzar los objetivos planteados inicialmente.

La bondad del método se comprueba en el capítulo sexto, aplicándolo al municipio de Lorca (Murcia). En este capítulo se analizan los resultados, especialmente, en cuanto al cumplimiento o no de los objetivos buscados. El último capítulo expresa las principales conclusiones obtenidas, resumiendo las principales aportaciones de este trabajo y las líneas de investigación abiertas por él.

Se completa la documentación con un anexo sobre la integración regional de las energías renovables en el que se estudia el marco en el que se sitúa la metodología desarrollada.

## NOMENCLATURA

$a_{nk}$	Factor de anualidad	
A	Inversión inicial en un proyecto	Euros
$A_{pv}$	Área total de los paneles fotovoltaicos	$m^2$
B	Valor actualizado de los beneficios	Euros
C	Valor actualizado de todos los costes	Euros
$C_m$	Consumo medio, por habitante en el municipio m	kWh/habitante
$C_{pv}$	Capacidad del acumulador fotovoltaico	kWh
$C_{wt}$	Capacidad del acumulador eólico	kWh
$C_{id}$	Capacidad del acumulador diesel individual	kWh
$C_{cd}$	Capacidad del acumulador diesel central	kWh
$C_{wd}$	Capacidad del acumulador eólico-diesel	kWh
$C_{A-c}$	Aportación al LEC de sistemas centralizados del acondto. de potencia	Euros/kWh.año
$C_{A-i}$	Aportación al LEC de sistemas individuales del acondto. de potencia	Euros/kWh.año
$C_{C-wt}$	Aportación al LEC eólico de la acumulación	Euros/kWh.año
$C_{C-pv}$	Aportación al LEC fotovoltaico de la acumulación	Euros/kWh.año
$C_{C-id}$	Aportación al LEC diesel individual de la acumulación	Euros/kWh.año
$C_{C-cd}$	Aportación al LEC diesel central de la acumulación	Euros/kWh.año
$C_{C-wd}$	Aportación al LEC eólico-diesel de la acumulación	Euros/kWh.año
$C_{CN}$	Aportación al LEC red del coste de conexión (acometida)	Euros/kWh.año
$C_{CT}$	Aportación al LEC red del Centro de Transformación	Euros/kWh.año
$C_{F-id}$	Aportación al LEC diesel individual del coste de combustible	Euros/kWh.año
$C_{F-cd}$	Aportación al LEC diesel central del coste de combustible	Euros/kWh.año
$C_{F-wd}$	Aportación al LEC eólico-diesel del coste de combustible	Euros/kWh.año
$C_{kWh}$	Coste del kWh para el consumidor doméstico	Euros/kWh
$C_{BT}$	Aportación al LEC de la línea de Baja Tensión	Euros/kWh.año
$C_{MT}$	Aportación al LEC red de la línea de Media Tensión	Euros/kWh.año
$C_{O-id}$	Aportación al LEC diesel individual del coste por emisiones de $CO_2$	Euros/kWh.año
$C_{O-gr}$	Aportación al LEC red de las emisiones de $CO_2$	Euros/kWh.año
$C_{O-cd}$	Aportación al LEC diesel central del coste por emisiones de $CO_2$	Euros/kWh.año
$C_{O-wd}$	Aportación al LEC eólico-diesel del coste por emisiones de $CO_2$	Euros/kWh.año
$C_{R-pv}$	Aportación al LEC fotovoltaico del coste de receptores eficientes	Euros/kWh.año
$C_{R-wt}$	Aportación al LEC eólico del coste de receptores eficientes	Euros/kWh.año
$C_{S-pv}$	Aportación al LEC fotovoltaico del generador y del resto del sistema	Euros/kWh.año
$C_{S-wt}$	Aportación al LEC eólico del generador y del resto del sistema	Euros/kWh.año
$C_{S-id}$	Aportación al LEC diesel individual del generador y resto del sistema	Euros/kWh.año
$C_{S-cd}$	Aportación al LEC diesel central del generador y del resto del sistema	Euros/kWh.año
$C_{D-wd}$	Aportación al LEC eólico-diesel del generador y del resto del sistema	Euros/kWh.año
$C_{W-wd}$	Aportación al LEC eólico-diesel de la turbina y el sistema de control	Euros/kWh.año
CCV	Coste del ciclo de vida útil	Euros
CE	Coste del combustible o energía	Euros
$co_{f-id}$	Consumo de combustible en el sistema diesel individual	litros/kWh

$co_{f-cd}$	Consumo de combustible en el sistema diesel central	litros/kWh
$co_{f-wd}$	Consumo de combustible en el sistema eólico-diesel	litros/kWh
CTA	Coste total anual de un sistema	Euros
$d_{pv}$	Días de autonomía de la acumulación en el sistema fotovoltaico	
$d_{wt}$	Días de autonomía de la acumulación en el sistema eólico	
$d_{id}$	Días de autonomía de la acumulación en el sistema diesel individual	
$d_{cd}$	Días de autonomía de la acumulación en el sistema diesel central	
$d_{wd}$	Días de autonomía de la acumulación en el sistema eólico-diesel	
$D_{dr}$	Demanda diaria de vivienda eficiente	kWh/día
$D_{dc}$	Demanda diaria de vivienda convencional	kWh/día
$D_{ar}$	Demanda anual de vivienda eficiente	kWh/año
$D_{ac}$	Demanda anual de vivienda convencional	kWh/año
$D_{d-gr}$	Demanda diaria por píxel	kWh/día.píxel
$D_{a-gr}$	Demanda anual por píxel	kWh/año.píxel
E	Energía media anual producida por una instalación	kWh
$E_0$	Irradiancia estándar: $1000 \text{ W/m}^2$	
$E_1$	Nivel económico bajo	
$E_2$	Nivel económico medio	
$E_3$	Nivel económico alto	
$E_{Ai}$	Energía anual a la salida de un inversor de potencia $P_i$	kWh/año
$E_{D-wd}$	Energía producida por el grupo diesel del sistema eólico-diesel	kWh/año.píxel
$E_{W-wd}^0$	Energía producida por la turbina del sistema eólico-diesel	kWh/año.píxel
$E_{wt}^0$	Energía producida por un aerogenerador suponiendo distribución de Rayleigh	kWh/año
$E_{wt}$	Energía producida por un aerogenerador en la realidad	kWh/año
$f_{cd}$	Coeficiente de diseño de sistemas diesel centrales	
$f_v$	Factor de forma de la curva de carga media por vivienda	
$f_L$	Factor de capacidad de la carga	
F	Precio del gasoil B	Euros/litro
$FC_{pv}$	Factor de capacidad del sistema fotovoltaico	
$FC_{wt}$	Factor de capacidad del sistema eólico	
$FC_{wt}^0$	Factor de capacidad de aerogenerador conectado a red	
$FC_{id}$	Factor de capacidad del sistema diesel individual	
$FC_{gr}$	Factor de capacidad de la conexión a red ¿?	
$FC_{cd}$	Factor de capacidad del sistema diesel central	
$FC_{D-wd}$	Factor de capacidad del grupo electrógeno en el sistema eólico-diesel	
$FC_{W-wd}^0$	Factor de capacidad de la turbina eólica el sistema eólico-diesel	
$FC_{Ai}$	Factor de capacidad del inversor individual	
$FC_{A-gr}$	Factor de capacidad del acondicionamiento de potencia para un sistema centralizado	
$f(v)$	Probabilidad anual de que el viento tenga la velocidad "v"	
G	Radiación media anual global sobre el plano de los paneles	Wh/m <sup>2</sup> .año
$G_k$	Radiación media anual global sobre el plano de los paneles en kWh	kWh/m <sup>2</sup> .año



$H_v$	Altura de medida de la velocidad del viento	m
$H_{map}$	Altura a la que viene dada la velocidad del viento en el mapa eólico	m
$H_{wt}$	Altura del buje de la turbina eólica en sistema eólico autónomo	m
$H_{wd}$	Altura del buje de la turbina eólica en sistema eólico-diesel	m
$I$	Coste de inversión	Euros
$I_E$	Inversión para los receptores eficientes	Euros/kW
$I_{pv}$	Costes de inversión en el sistema fotovoltaico	Euros/kW <sub>p</sub>
$I_{wt}$	Costes de inversión en el sistema eólico	Euros/kW
$I_{id}$	Costes de inversión en el sistema diesel individual	Euros/kW
$I_{MT}$	Costes de inversión en la red de Media Tensión	Euros/km
$I_{CT}$	Costes de inversión en el Centro de Transformación	Euros/kW
$I_{BT}$	Costes de inversión en la red de Baja Tensión	Euros/km
$I_{cd}$	Costes de inversión en el sistema diesel central	Euros/kW
$I_{D-wd}$	Costes de inversión del grupo diesel en el sistema eólico-diesel	Euros/kW
$I_{W-wd}$	Costes de inversión de la turbina en el sistema eólico-diesel	Euros/kW
$I_C$	Costes de inversión en el acumulador	Euros/kWh
$I_{CN}$	Costes de acometida	Euros/kW
$I_A$	Costes de inversión en el acondicionamiento de potencia	Euros/kW
$k$	Tasa de descuento	
$k_i$	Tasa de descuento en el año “i”	
$k_C$	Factor de forma de la curva de carga media diaria por vivienda	
$k_m$	Constante por municipio para determinación del consumo por habitante	
$k_S$	Coeficiente de simultaneidad	
$k_{cd}$	Factor de escala en el coste del grupo diesel	
$k_{wt}$	Factor de escala en el coste de la turbina eólica	
$L_{BT}$	Longitud de las líneas de Baja Tensión	km
$L_{BTM}$	Longitud máxima de las líneas de Baja Tensión	km
$L_{MT}$	Longitud de las líneas de Media Tensión	km
$LEC$	Coste de electrificación equivalente	Euros/kWh
$LEC_{pv}$	Coste de electrificación del sistema fotovoltaico	Euros/kWh.año
$LEC_{wt}$	Coste de electrificación del sistema eólico	Euros/kWh.año
$LEC_{id}$	Coste de electrificación del sistema diesel individual	Euros/kWh.año
$LEC_{gr}$	Coste de electrificación de la conexión a red	Euros/kWh.año
$LEC_{cd}$	Coste de electrificación del sistema diesel central	Euros/kWh.año
$LEC_{wd}$	Coste de electrificación del sistema eólico-diesel	Euros/kWh.año
$n$	Tiempo de vida de un proyecto o instalación	años
$n_{pv}$	Tiempo de vida del sistema fotovoltaico	años
$n_{wt}$	Tiempo de vida del sistema eólico	años
$n_{id}$	Tiempo de vida del sistema diesel individual	años
$n_{gr}$	Tiempo de vida de la conexión a red	años
$n_{cd}$	Tiempo de vida del sistema diesel central	años

$n_{wd}$	Tiempo de vida del sistema eólico-diesel	años
$n_C$	Tiempo de vida del acumulador	años
$n_A$	Tiempo de vida del acondicionamiento de potencia	años
$N_h$	Número de casas por pixel	
$N_p$	Número de personas por vivienda	
$O_d$	Emisiones de CO <sub>2</sub> de un grupo electrógeno	Tn/kWhe
$O_{gr}$	Emisiones de CO <sub>2</sub> por kWhe consumido de la red eléctrica	Tn/kWhe
$OM$	Costes de operación y mantenimiento	Euros
$OM_{pv}$	Costes de operación y mantenimiento en el sistema fotovoltaico	Euros/kW <sub>p</sub>
$OM_{wt}$	Costes de operación y mantenimiento en el sistema eólico	Euros/kW
$OM_{id}$	Costes de operación y mantenimiento en el sistema diesel individual	Euros/kW
$OM_{MT}$	Costes de operación y mantenimiento en la red de Media Tensión	Euros/km
$OM_{CT}$	Costes de operación y mantenimiento en el Centro de Transformación	Euros/kW
$OM_{BT}$	Costes de operación y mantenimiento en la red de Baja Tensión	Euros/km
$OM_{cd}$	Costes de operación y mantenimiento en el sistema diesel central	Euros/kW
$OM_{D-wd}$	Costes operación y mnto. grupo diesel en el sistema eólico-diesel	Euros/kW
$OM_{W-wd}$	Costes operación y mto. turbina en el sistema eólico-diesel	Euros/kW
$OM_C$	Costes de operación y mantenimiento en el acumulador	Euros/kWh
$OM_A$	Costes de operación y mantenimiento acondicionamiento de potencia	Euros/kW
$P_1$	Potencia contratada por vivienda de nivel económico bajo	kW
$P_2$	Potencia contratada por vivienda de nivel económico medio	kW
$P_3$	Potencia contratada por vivienda de nivel económico alto	kW
$P_{cd}$	Potencia instalada en el sistema diesel central	kW
$P_{D-wd}$	Potencia del grupo diesel en el sistema eólico-diesel	kW
$P_d$	Profundidad de descarga del acumulador	
$P_h$	Potencia por vivienda	kW
$P_{id}$	Potencia instalada en el sistema diesel individual	kW
$P_I$	Potencia del inversor	kW
$P_O$	Impuesto por emisiones de CO <sub>2</sub>	Euros/Tn
$P_{pv}$	Potencia instalada en el sistema fotovoltaico	kW
$P_{wt}$	Potencia instalada en el sistema eólico	kW
$P_{W-wd}$	Potencia de la turbina eólica en el sistema eólico-diesel	kW
$P(v)$	Potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento	W
$Q$	Flujo de caja anual suponiendo que sea constante	Euros
$Q_i$	Flujo de caja en el año "i"	Euros
$R$	Coste de reemplazo de equipos	Euros
$S_{CT}$	Potencia aparente del Centro de Transformación	kVA
$S_{id}$	Potencia aparente del grupo diesel individual	kVA
$TIR$	Tasa interna de retorno	%

$v$	Velocidad del viento	m/s
$V$	Velocidad del viento media anual	m/s
$V_{map}$	Velocidad del viento en el mapa eólico	m/s
$V_{wt}$	Velocidad del viento a la altura del buje de la turbina (sist. Individual)	m/s
$V_{wd}$	Velocidad del viento a la altura del buje de la turbina (eólico-diesel)	m/s
$VAN$	Valor actual neto	Euros
$VR$	Valor de residual después del desmantelamiento de una instalación	Euros
$Y_m$	Renta per cápita en el municipio m	
$W_m$	Potencia eléctrica media por habitante instalada en el municipio m, disponible para usos domésticos	

Nota: Todos los consumos y demandas se refieren a energía eléctrica para fines domésticos

#### Letras griegas:

$\alpha$	Coeficiente de extrapolación vertical de la velocidad del viento
$\beta$	Elasticidad del consumo respecto a la renta per cápita
$\gamma$	Elasticidad del consumo respecto a la potencia instalada por habitante
$\eta_{Ai}$	Eficiencia del acondicionamiento de potencia para una vivienda
$\eta_{A-gr}$	Eficiencia del acondicionamiento de potencia para un grupo de viviendas
$\eta_C$	Eficiencia del sistema de acumulación
$\eta_I$	Eficiencia media del inversor
$\eta_{pv}$	Eficiencia del sistema generador fotovoltaico más batería
$\eta_{stc}$	Eficiencia máxima de un panel fotovoltaico en condiciones estándar de prueba
$\eta_{wt}$	Eficiencia del sistema generador eólico autónomo más batería
$\phi$	Ángulo que define el factor de potencia de la carga
$\tau_i$	Factor de actualización del sistema o componente "i"

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1.** Grado de acceso a la energía eléctrica en el mundo  
**Figura 1.2.** Potencial de electrificación rural en diversos países mediterráneos  
**Figura 1.3.** Viviendas sin electricidad en España por mil habitantes  
**Figura 1.4.** Configuración tipo del sistema fotovoltaico individual  
**Figura 1.5.** Configuración tipo del sistema eólico individual  
**Figura 1.6.** Configuración tipo del sistema diesel individual  
**Figura 1.7.** Configuración tipo del sistema diesel central  
**Figura 1.8.** Configuración tipo del sistema eólico-diesel central  
**Figura 1.9.** Configuración tipo de ampliación de red  
**Figura 1.10.** Eficiencia de módulos fotovoltaicos  
**Figura 1.11.** Instalaciones fotovoltaicas por aplicaciones en el mundo  
**Figura 1.12.** Instalaciones fotovoltaicas por aplicaciones en España
- Figura 2.1.** Curva de carga media diaria del sector residencial en 1996  
**Figura 2.2.** Evolución del consumo medio anual "per cápita" de electricidad en viviendas, exceptuando las cargas de climatización, para varios países del entorno de España  
**Figura 2.3.** Curvas de potencia de pequeños aerogeneradores  
**Figura 2.4.** Factor de capacidad de referencia
- Figura 3.1.** Variación del coste específico de los paneles fotovoltaicos en el mercado español  
**Figura 3.2.** Precios de pequeños aerogeneradores  
**Figura 3.3.** Precios de grupos diesel de 1500 rpm según estudio de Notton  
**Figura 3.4.** Variación del coste de líneas aéreas de M.T. -SC/LA56- año 1998
- Figura 4.1.** Representación raster y vectorial de objetos geográficos  
**Figura 4.2.** Representación de la información geográfica en capas  
**Figura 4.3.** Tablas de coordenadas y de atributos de objetos espaciales  
**Figura 4.4.** Estructuración vertical y horizontal de la información en un SIG  
**Figura 4.5.** Esquema de un proyecto SIG típico
- Figura 5.1.** Pantalla de descripción del Sistema de Información Geográfica  
**Figura 5.2.** Diagrama de flujo del método propuesto  
**Figura 5.3.** Pantalla para la demanda de instalaciones de energías renovables  
**Figura 5.4.** Pantalla para demanda y dimensionamiento de instalaciones de energías convencionales  
**Figura 5.5.** Pantalla para valores de referencia de los datos del recurso eólico  
**Figura 5.6.** Pantalla para dimensionar la acumulación  
**Figura 5.7.** Pantalla de parámetros técnicos  
**Figura 5.8.** Pantalla de parámetros económicos  
**Figura 5.9.** Sensibilidad del LEC fotovoltaico  
**Figura 5.10.** Sensibilidad del LEC eólico  
**Figura 5.11.** Sensibilidad del LEC diesel individual  
**Figura 5.12.** Sensibilidad del LEC conexión a red  
**Figura 5.13.** Sensibilidad del LEC diesel central  
**Figura 5.14.** Sensibilidad del LEC eólico-diesel  
**Figura 5.15.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro sin influencia  
**Figura 5.16.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro con influencia lineal  
**Figura 5.17.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro con influencia lineal con saturación  
**Figura 5.18.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro con no influencia lineal

**Figura 6.1.** Mapa de radiación solar sobre el plano de los paneles ( $\text{kWh/m}^2\cdot\text{año}$ ) para el municipio de Lorca

**Figura 6.2.** Distribución de velocidades de viento “La Pinosa”, Lorca

**Figura 6.3.** Variación diaria de la velocidad del viento “La Pinosa”, Lorca

**Figura 6.4.** Rosa de energía “La Pinosa”, Lorca

**Figura 6.5.** Mapa de velocidad del viento (m/s) a 10 m, para el municipio de Lorca

**Figura 6.6.** Grid de distancias y red de Media Tensión del municipio de Lorca

**Figura 6.7.** Grid de densidad de población del municipio de Lorca

**Figura 6.8.** Mapa de Lorca con el resultado global del método aplicado al caso de referencia

**Figura 6.9.** Pantalla con valores de referencia para el sistema fotovoltaico ( $1722 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$ )

**Figura 6.10.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema fotovoltaico, en el caso de referencia

**Figura 6.11.** Pantalla con valores de referencia para el sistema eólico individual (velocidad viento anual: 4 m/s)

**Figura 6.12.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema eólico individual, en el caso de referencia

**Figura 6.13.** Pantalla con valores de referencia, instalación de conexión a red (Long. M.T. = 1,8 km; 3 casas/ $\text{km}^2$ )

**Figura 6.14.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema “conexión a red”, en el caso de referencia

**Figura 6.15.** Pantalla con valores de referencia para el sistema diesel central (3 viviendas/ $\text{km}^2$ )

**Figura 6.16.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema diesel central, en el caso de referencia

**Figura 6.17.** Pantalla con valores de referencia para el sistema diesel individual

**Figura 6.18.** Pantalla con valores de referencia para el sistema eólico-diesel

**Figura 6.19.** Influencia espacial de la demanda en Lorca (Mapa y tabla para una demanda un 40% mayor que el caso de referencia)

**Figura 6.20.** Influencia espacial del tiempo de vida del acumulador para Lorca (Mapa y tabla para un tiempo de vida de la acumulación de 6 años )

**Figura 6.21.** Influencia espacial del coste de inversión fotovoltaico en Lorca (Mapa y tabla para un coste de inversión fotovoltaico de 6000 Euros/kWp)

**Figura 6.22.** Influencia espacial del precio de combustible en Lorca (Mapa y tabla para un precio diesel de 0,5 Euros/litro)

**Figura 6.23.** Influencia espacial de la radiación solar en Lorca (Mapa y tabla para una radiación solar de un 90% del caso de referencia)

**Figura 6.24.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al coste de inversión diesel central

**Figura 6.25.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al coste de líneas de B.T.

**Figura 6.26.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al coste del kWh

**Figura 6.27.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al impuesto por emisiones de  $\text{CO}_2$

**Figura 6.28.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la tasa de descuento

**Figura 6.29.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la variación del recurso eólico

**Figura 6.30.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la variación del coste de inversión en las líneas de M.T.

**Figura 6.31.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la variación del coste de inversión en el sistema eólico

**Figura A.1.** Curva S de innovación en términos de integración de energías renovables

## LISTA DE TABLAS

- Tabla 1.1.** Viviendas sin electricidad en España  
**Tabla 1.2.** Características de las baterías de acumulación empleadas en las instalaciones fotovoltaicas  
**Tabla 1.3.** Clases energéticas de los electrodomésticos del mercado europeo  
**Tabla 1.4.** Principales proyectos de electrificación rural FV en el mundo  
**Tabla 1.5.** Proyectos de electrificación rural de INTERSUDMED  
**Tabla 1.6.** Características de los aerogeneradores instalados en el programa de demostración danés
- Tabla 2.1.** Variación de la demanda según el tamaño del hogar  
**Tabla 2.2.** Variación de la demanda según la edad del cabeza de familia  
**Tabla 2.3.** Variación de la demanda según la zona climática  
**Tabla 2.4.** Variación de la demanda según el tamaño del hábitat  
**Tabla 2.5.** Consumo por vivienda según el tamaño familiar  
**Tabla 2.6.** Escenario de consumo en el Valle del Ebro  
**Tabla 2.7.** Composición típica de la carga en electrificación rural  
**Tabla 2.8.** Consumo en una vivienda fotovoltaica  
**Tabla 2.9.** Escenario de consumo en Wh/día  
**Tabla 2.10.** Escenario de consumo para vivienda convencional  
**Tabla 2.11.** Escenario de consumo para vivienda renovable  
**Tabla 2.12.** Componentes de los gases de escape de un grupo electrógeno tipo
- Tabla 3.1.** Costes de inversión de la instalación fotovoltaica, excepto acumulación e inversor  
**Tabla 3.2.** Inversión total en la instalación eólica, excepto acumulación y acondicionamiento de potencia  
**Tabla 3.3.** Valores del estudio de costes de líneas de MT SC/LA-56  
**Tabla 3.4.** Tarifas eléctricas para baja tensión en el 2000  
**Tabla 3.5.** Comparación de costes y beneficios ambientales
- Tabla 4.1.** Tabla de atributos de objetos espaciales creada por la construcción de la topología
- Tabla 5.1.** Escenarios considerados en la aplicación de Solargis a Túnez
- Tabla 6.1.** Datos sobre viviendas por municipios para Murcia  
**Tabla 6.2.** Necesidades de electrificación rural para el municipio de Lorca en 1996  
**Tabla 6.3.** Instalaciones fotovoltaicas aisladas en la Región de Murcia en 1997-1998  
**Tabla 6.4.** Instalaciones eólicas y eólicas-fotovoltaicas aisladas en la Región de Murcia en 1997-1998  
**Tabla 6.5.** Resultados de la estación de "La Pinosa", Lorca  
**Tabla 6.6.** Valores del "grid" con el LEC por tecnología, para Lorca
- Tabla A.1.** Evolución de las aportaciones de energía primaria por escenarios del WEC  
**Tabla A.2.** Evolución de las aportaciones de energía primaria por escenarios de la IEA  
**Tabla A.3.** Evolución de las aportaciones de energía primaria por escenarios de la UE

## Capítulo 1. ELECTRIFICACIÓN RURAL

En este capítulo se establece el marco de trabajo. Se estructura en los siguientes puntos: Potencial de electrificación rural, planes de electrificación rural, tecnologías e instalaciones tipo que se pueden emplear, estado del arte de la tecnología seguido de un estudio de los receptores típicos de una vivienda rural y, por último, proyectos de electrificación rural con energías renovables.

### 1.1. INTRODUCCIÓN

#### 1.1.1. CONCEPTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

El concepto de electrificación rural nace de las diferencias entre las redes de distribución correspondientes a zonas rurales y urbanas e industriales. Esta distinción presenta, en general, una transición continua, dándose las características de la electrificación rural en zonas suburbanas. Para tener en cuenta este hecho se habla de electrificación regional, como la correspondiente a zonas rurales y pueblos de hasta 50.000 habitantes.

La electrificación rural se distingue por las siguientes características (Vallvé y Juan, 1995, p. 1176; Munasinghe, 88, pp. 3 y 4):

- Densidad de carga baja:
  - El número de conexiones por Km de línea de MT es relativamente bajo, debido a que la electrificación rural es llevada a cabo en grandes extensiones de territorio con hábitat disperso.
  - La carga por conexión y el factor de carga de cada consumidor tienden a ser pequeños respecto a los de áreas urbanas. Esto es debido a que las demandas individuales de energías son generalmente bajas ya que los ingresos medios de una familia en estas áreas son generalmente más bajos que la media, además de la influencia en el consumo del estilo de vida.
- Costes por conexión y por kWh suministrado, altos:
  - Los costes de instalación son crecientes con el aumento del aislamiento de los puntos a conectar.
  - Los costes de operación y mantenimiento son mayores por la misma razón anterior.

La densidad de carga, los costes de instalación y la normativa sobre mantenimiento, conducen a períodos de retorno de la inversión en electrificación rural, imposibles para la compañía eléctrica. Esta situación da lugar a que no sea interesante para las compañías eléctricas el suministro rural que, además, por razones sociales, debe tener una calidad de servicio similar al de zonas urbanas.

### 1.1.2. ELECTRIFICACIÓN RURAL Y DESARROLLO

Aunque la electrificación rural no produce beneficios directos para las compañías eléctricas, es muy importante para el desarrollo rural y para la corrección de los desequilibrios regionales. Por tanto, la inversión es muy rentable desde el punto de vista social lo que obliga a la intervención estatal, a través de la compañía eléctrica estatal o de subsidios por el gobierno.

Respecto a los beneficios de la electrificación rural, todos los estudios muestran resultados positivos en cuanto al aumento de la calidad de vida, debidos al incremento de las horas del día utilizables en tareas productivas y sociales; y a las posibilidades de actividades de ocio, etc. El principal beneficio según un estudio del Banco Mundial (World Bank, 1995a), es el hecho de que la electrificación da lugar al inicio de expectativas de progresar, aunque no se traduce por sí misma en un aumento del desarrollo regional (WEC, 98b, p. 55).

Sólo en los casos de existir una demanda previa de electrificación para fines agrícolas se ha producido un crecimiento económico como consecuencia de la electrificación de la región. Es decir, la energía no da lugar al desarrollo rural, sino que actúa como catalizador cuando otros factores de desarrollo están ya presentes (WEC, 98b, p. 78).

Esto es importante, ya que las previsiones de la mayoría de los programas de electrificación rural consideran como una consecuencia del mismo el aumento del desarrollo local (Lorenzo, 1997, p. 9). Por este motivo, es necesario realizar análisis económicos más rigurosos de los realizados hasta el momento, que permitan mejorar las políticas de gestión de la demanda rural (World Bank, 1995a).

A pesar de estos beneficios de la electrificación rural, su implementación por medios convencionales presenta una serie de barreras importantes (Amin y Jain, 85):

- Beneficio para una parte minúscula de la población
- Suministro de una pequeña fracción de las necesidades energéticas rurales
- Impacto “insuficiente” sobre el desarrollo de las áreas rurales
- Coste excesivo de la potencia distribuida (ver capítulo de variables económicas)
- Menor fiabilidad del suministro de potencia que en zonas urbanas

Los anteriores factores unidos a una baja densidad de carga pueden hacer difícil justificar los elevados costes de la electrificación rural convencional. Esto ha llevado a desarrollar el concepto de “pre-electrificación”, en el cual sistemas descentralizados basados en energías renovables son utilizados para satisfacer las bajas demandas iniciales (por ejemplo, WEC, 98b, p. 57; Schmitt et al, 97). Cuando la demanda crezca significativamente, el suministro puede ser cubierto de una forma más convencional como la red eléctrica o un generador diesel.

En la mayor parte de las ocasiones, las tecnologías renovables se emplean como un sistema de electrificación rural descentralizada, conviviendo con la electrificación rural convencional. De forma que la extensión de red se emplea para densidades de carga importantes, relativamente cercanas a la red existente, y los sistemas renovables descentralizados para consumos pequeños o para cargas alejadas de la red actual. Como ejemplo de esto se puede citar el “Programa nacional de electrificación rural de Marruecos” que prevé la electrificación universal en Marruecos en el 2010, lo que supone dotar de electricidad a, aproximadamente, 1.500.000 viviendas, de las cuales, 150.000 deberían estar equipadas con sistemas fotovoltaicos o eólicos autónomos (Systemes Solaires, 98, p. 21).



Hay programas de electrificación rural que están basados principalmente en sistemas fotovoltaicos aislados, como el programa Pronasol en México, que tiene como objetivo dotar de energía eléctrica a 8,2 millones de personas, pertenecientes a unos 155.000 pueblos de menos de 2500 habitantes; o la electrificación rural que se está dando en Kenia, donde el número de residentes rurales con electricidad fotovoltaica supera a los conectados a la red eléctrica. En el punto 1.6. se describen los proyectos de electrificación rural realizados con energías renovables.

## 1.2. POTENCIAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

### 1.2.1. POTENCIAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN EL MUNDO

Durante las últimas tres décadas, el número de residentes rurales con acceso a la red eléctrica en el mundo prácticamente se ha triplicado, pasando de 610 millones en 1970 a 1400 millones en 1990 (WEC, 98b, p. 38). A pesar de esto, el número total de personas sin acceso a la electricidad no ha descendido significativamente debido al crecimiento de la población, de forma que la población mundial sin acceso a electricidad se mantiene en torno a los 2.000 millones de personas (Lorenzo, 97, p. 4; Stöhr et al, 97, pp. 2.567; Sweet, 99, pp. 62-66, Systemes Solaires, 98; Foro, 98b; WEC, 98b), aunque algunos autores consideran esta cifra superior, cercana a los 2.500 millones de personas (Schmitt et al, 97). La mayor parte de esta población se sitúa en países en vías de desarrollo donde se estima que hay de 300 a 400 millones de hogares sin electricidad.

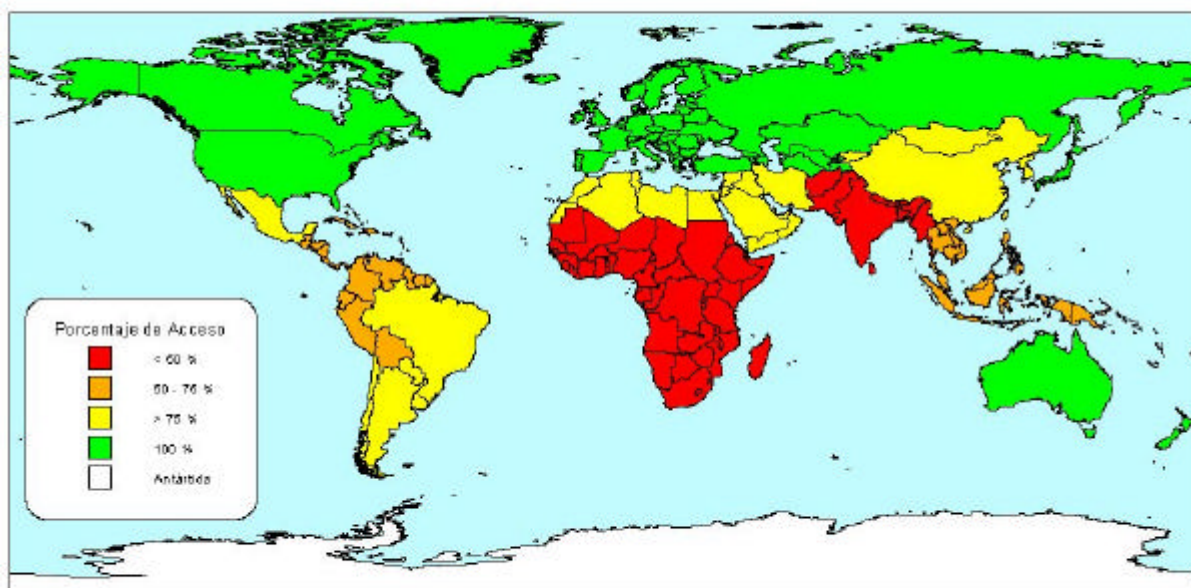
Esta situación es improbable que cambie significativamente a corto plazo, debido al ritmo de implantación de la extensión de red eléctrica y el de crecimiento demográfico. Las previsiones para el año 2020 son que, de los 3 a 3,5 miles de millones de habitantes rurales existentes, más de la mitad no tendrán todavía electricidad en sus hogares (Systemes Solaires, 98, p. 18). El mapa de la figura 1 indica el grado de acceso a la electricidad en el mundo. Los porcentajes indicados no representan valores por países sino por zonas (por ejemplo, Venezuela tiene un grado de electrificación del 90%, pero el grupo andino en general tiene valores menores).

Los países del centro y sur de África y los del Sureste Asiático presentan el grado de electrificación más bajo, correspondiente a países en vías de desarrollo con problemas de infraestructuras de comunicaciones y energéticas. Ciertos países africanos tienen grados de acceso rural a la electricidad menor al 10% (WEC, 98c).

En la India, se estima que el porcentaje de pueblos electrificados está entre el 75 % y el 80 % (Sinha y Kandpal, 91, p. 253; y Sabharwal, 90, p. 493). Pero sólo el 30% de sus habitantes tiene recursos para conectarse a la red (Shanker, 96, pp. 454-459).

En China, en 1993, el 86% de la población rural no tenía acceso a la electricidad (Maohua, 95). De un total de 144 municipios, el 6,1% había alcanzado en esa fecha el objetivo de electrificación primaria, que se caracteriza por un consumo por persona para uso doméstico de 50 kWh/año y con el 100% de las ciudades y aldeas con acceso a la electricidad. A pesar de esto, quedan todavía unos 120 millones de personas sin acceso a electricidad. El objetivo para el año 2000 es incrementar en un 63% la potencia instalada.

En Sudáfrica el grado de electrificación es del 45-48% de las viviendas al final de 1994 (Alonso-Abella et al., 96, p. 460). Esto supone cerca de 7 millones de viviendas sin electrificar. Se espera que en 20 años se alcance el 80% de las casas.



**Figura 1.1.** Grado de acceso a la energía eléctrica en el mundo (Elaboración propia a partir de: WEC, 98b; WEC, 98c; [www.secier.org.uy](http://www.secier.org.uy); Gabler y Beurskens, 97, p. 947 y Comisión Económica para América Latina y El Caribe, CEPAL, 99, pp. 746 –747).

Los países de América del Sur tienen coordinada la gestión de las redes eléctricas a través de la CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional). Pueden distinguirse dos áreas diferenciadas en cuanto a electrificación. Los países que forman el “Mercado común del Cono Sur” (Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay) con valores en el entorno del 90%. Los países andinos, con valores inferiores de electrificación, en el entorno del 60% al 80%. En América Central la situación es similar a la de los países andinos. Pueden encontrarse datos de casas no electrificadas de la Región de Mekong en Gabler y Beurskens, 97, p. 947; para Latinoamérica en [www.secier.org.uy](http://www.secier.org.uy); y para Centroamérica en CEPAL, 99, pp. 746 –747.

Los datos existentes del grado de electrificación difieren mucho según la fuente. Brasil, según Guedes y Aníbal (ver Guedes y Aníbal, 98, p. 317), tiene un grado de electrificación del 85%, un 10% menor al dato del CIER. En Marruecos, el porcentaje de población rural sin acceso a electricidad es del 65 %, lo que supone un número de 1600000 casas, por tanto, un millón más que los datos de Menna (Menna et al, 95, p. 801-803). Esta diversidad es debida a la ausencia de censos de viviendas y a la forma en que estos se realizan.

### 1.2.2. POTENCIAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LOS PAÍSES MEDITERRÁNEOS

En la actualidad, la mayor parte de la superficie de los países industrializados está “cubierta” por su red eléctrica. Pero todavía existen algunas áreas aisladas donde no “llega” la energía eléctrica y hay un pequeño número de casas no electrificadas. En Europa, el número de personas sin electricidad en 1988 es superior a 1.100.000 (Vallvé y Serrasolses, 97, pp. 23-26), el 95% de las cuales corresponden a población de pocos recursos en áreas rurales aisladas y

Se han realizado estudios en Grecia, Italia, Portugal y España para evaluar el potencial de electrificación rural (Hänel et al, 97, pp. 2.631-2.634). Muchas de estas casas están en zonas montañosas con accesos difíciles debido a la calidad de las carreteras, en el caso que existan. La forma habitual de obtener electricidad es con grupos diesel o con baterías. Los sistemas fotovoltaicos son la excepción debido a que pocos propietarios pueden abordar el coste de estas instalaciones sin soporte financiero. A pesar de lo anterior, la opción fotovoltaica puede considerarse una seria alternativa a la electrificación convencional. Por ejemplo, en Italia el 72% de las casas aisladas tienen una distancia a la red eléctrica de más de 2 km. En el estudio citado se han seleccionado un número determinado de casas, alrededor de 50, a las que se ha realizado una encuesta para recoger los datos más relevantes. Iluminación, refrigeración y TV, son las aplicaciones demandadas, coincidiendo para los cuatro países.



En los países del Sur Mediterráneo, desde Marruecos a Turquía, se estima en 2,5 millones, el número de viviendas no conectadas a red. El grado de electrificación de estos países es muy diverso, con valores superiores al 90% para países como Egipto y Turquía. El consumo de energía eléctrica “per cápita” es de 970 kWh anuales, el cual es muy bajo comparado con los 6000 kWh de Europa. La previsión es que este consumo crezca hasta los 1440 kWh en el 2000 y 2140 kWh en el 2010 (Nogaret et al, 96, p. 216).

### 1.2.3. POTENCIAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN ESPAÑA

En sus datos sobre viviendas, el Instituto Nacional de Estadística distingue entre los siguientes tipos (INE, 91a, p. 35):

- ◆ **Principales:** la que es utilizada la mayor parte del año como residencia habitual de una o más personas.
- ◆ **No principales:**
  - ◇ Secundarias: la que se utiliza solamente una parte del año para vacaciones, trabajos temporales, fines de semana, etc.
  - ◇ Desocupadas: vivienda que no se encuentra en estado ruinoso, pero que no es vivienda secundaria y habitualmente se encuentra desocupada.
  - ◇ Otras: no se ajustan a ninguno de los tipos anteriores: viviendas de estudiantes, viviendas destinadas a alquileres de corta duración que no están utilizadas durante gran parte del año, etc.

Viviendas sin electrificar por Comunidades Autónomas					
Comunidad Autónoma	Principales	No principales	Habitantes/Vivienda(1)	Nº total por mil hab.(2)	Nº total por km2 (3)
Andalucía	11.144	75.628	3,6	12,3	1
Aragón	853	13.440	3,1	11,7	0,3
Asturias	709	6.801	3,2	6,8	0,7
Baleares	1.865	10.482	3,2	16,6	2,5
Canarias	4.545	15.929	4,1	12,5	2,8
Cantabria	463	3.499	3,4	7,5	0,7
Castilla y León	2.127	37.031	3,2	15,3	0,4
Castilla-La Mancha	1.586	26.703	3,2	17,1	0,4
Cataluña	3.497	36.898	3,2	6,6	1,3
Com. Valenciana	3.247	73.840	3,2	19,6	3,3
Extremadura	1.936	19.787	3,3	20,6	0,5
Galicia	4.031	24.109	3,4	10,3	1
Madrid	823	10.008	3,3	2,2	1,4
Murcia	1.444	24.255	3,6	24,2	2,3
Navarra	184	2.915	3,4	5,9	0,3
País Vasco	543	5.853	3,3	3,0	0,9
La Rioja	186	2.899	3,2	11,5	0,6
Ceuta y Melilla	325	189	4,5	3,7	16,1
Total o valor medio	39.508	390.266	3,4	10,9	0,9

(1) Obtenido dividiendo la población por el número de casas principales

(2) Obtenido dividiendo el número de viviendas totales sin electrificar por la población

(3) Número total de viviendas sin electrificar por 10 km<sup>2</sup>

**Tabla 1.1.** Viviendas sin electricidad en España (Elaboración propia a partir de INE, 91b).

Es notoria la diferencia respecto al número de viviendas sin electrificar indicado en el apartado anterior, la razón es una corrección de los datos de partida en aquel caso, ya que en ambos estudios se emplean como fuente el censo de viviendas de 1991.

El número de personas sin acceso a la red eléctrica es de 115.729 (INE, 97), que corresponde a un número total de viviendas principales sin electricidad de 39.508. Este número de viviendas principales sin electrificar es muy reducido, debido al alto grado de electrificación del 99,7%.

En cuanto al comportamiento por comunidades autónomas, observando la tabla se comprueba que el número de viviendas sin electrificar por cada mil habitantes varía desde el 2,2‰ de Madrid hasta el 24,2‰ de Murcia. En cuanto al porcentaje por km<sup>2</sup>, oscila entre 0,3 para Navarra y Aragón y 3,3 para la Comunidad Valenciana, siendo el valor medio de 0,9.

El número medio de viviendas por km<sup>2</sup> en España se sitúa en 34. Los valores anteriores conducen a un porcentaje de casas no electrificadas, respecto al total de casas, menor al 2,5%.



**Figura 1.3.** Viviendas sin electricidad en España por mil habitantes.

La interpretación de la información requiere algunas aclaraciones:

- Los datos son de 1991 (referencia censal de marzo de 1991, INE, 91b), no existiendo estudios posteriores. Desde entonces se han desarrollado, continuando en algunos casos hasta la actualidad, planes de electrificación ambiciosos (por ejemplo, el “Pla d’Electrificació rural de Catalunya 1981-1994, Generalitat de Catalunya, 1995), por lo que el número actual de viviendas principales sin conexión a red debe tratarse con precaución.
- La información en la que se basan los datos anteriores está obtenida por el método de auto inscripción, las propias personas que ocupan la vivienda han rellenado el cuestionario, pudiendo haber contestado erróneamente, que no se dispone de instalación eléctrica, cuando lo que no se dispone es del servicio (por ejemplo, porque está en trámites de contratación), pero sí de instalación y, por tanto, de conexión a la red eléctrica de distribución. No existe una valoración, por parte del INE, de cómo pueden influir esta situación en los resultados obtenidos.

### 1.3. PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

#### 1.3.1. INTRODUCCIÓN

Como se cita en el punto “1.1.1.”, los consumos pequeños y dispersos, característicos del medio rural, producen deficientes resultados económicos de la explotación eléctrica. Debido a que la forma convencional de suministrar electricidad a través de grandes centrales que alimentan una extensa red es muy eficiente económicamente para grandes demandas concentradas geográficamente.

Por este motivo, es necesario un estímulo externo a las empresas eléctricas para mejorar y extender estas instalaciones. Este estímulo se ha llevado a cabo, habitualmente, a través de una ayuda estatal, mediante leyes y subvenciones, expresadas a través de planes de electrificación rural. Estos planes permiten que los consumidores rurales puedan recibir energía eléctrica en las mismas condiciones que los de las ciudades.

Los planes de electrificación rural buscan optimizar los recursos financieros y técnicos, que permitan la renovación y/o ampliación de la infraestructura eléctrica, con los siguientes objetivos principales:

- Acceso de la población rural a una mayor calidad de vida
- Promover el desarrollo de la agricultura, artesanía e industria de pequeña escala

Además, como estos planes se basan, normalmente, en recursos públicos, en la selección de las zonas más adecuadas, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- Social (redistribución de la renta)
- Económico (mejora de la renta de los usuarios)
- Financiero (beneficios para compañías suministradoras)

Cuando se trata de comparar proyectos en función de la contribución de los mismos a una mejora social, la técnica idónea será una perteneciente al análisis multicriterio (Ibeas, 83, p.42). En la referencia anterior se encuentra un ejemplo de aplicación de un análisis multicriterio en el plan de electrificación rural de Cantabria.

Esta extensión de la red eléctrica se ha considerado habitualmente como un coste económico neto para el presupuesto nacional y no como una inversión con un significativo retorno financiero. Los costes para un país procedentes de sus áreas no electrificadas pueden ser significativos, especialmente en salud y migración. Un análisis de estos costes macroeconómicos puede ser encontrado en Hill y Gregory, 97, pp. 17-20.

#### 1.3.2. PROMOCIÓN DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN ESPAÑA

##### **a) PLANER**

En España, durante la década de los setenta, se diseña el Plan Nacional de Electrificación Rural (PLANER), como una de las herramientas fundamentales para superar los desequilibrios regionales producidos por el desarrollo económico de la década anterior (Fernández y González, 81, p.188).

El objetivo del PLANER es conseguir una adecuada densidad y calidad en las infraestructuras eléctricas en el ámbito rural, la llamada electrificación “en profundidad” propia de los países más desarrollados, cuyo resultado es la adquisición por parte de la población rural de un nivel de vida similar al urbano, una agricultura más tecnificada y el desarrollo de una cierta industria.

El PLANER consideró espacio rural al constituido por (IDAE, 1986):

- Extensiones territoriales, distintas de los núcleos urbanos, con explotaciones agrícolas, ganaderas y/o forestales
- Localidades con población inferior a 5000 habitantes, con excepción de complejos turísticos y zonas residenciales industriales
- Poblaciones entre 5000-10000 Hab. con consumos eléctricos inferiores a la media nacional, cuya actividad predominante se base en el sector primario.

El método de análisis contó con las siguientes etapas:

- Estudio socioeconómico de las áreas rurales españolas

Densidad demográfica, población activa, rentas de trabajo, ingresos medios anuales por hogar, consumo anual por persona, gasto medio anual por hogar

- Análisis de la evolución de la electrificación rural en España (y en el mundo)

Tasa anual media de crecimiento del consumo eléctrico en el medio rural y el urbano, porcentaje (respecto al total) de consumo eléctrico de núcleos de población de menos de 2500 habitantes, estructura del consumo rural por su empleo (agrario, forestal, doméstico, etc.), número de abonados por km de líneas de alta, media y baja tensión en zona rural y en zona urbana. Se partió (en 1975) de una situación con 230.000 españoles sin suministro de energía eléctrica y con unos seis millones con un servicio eléctrico deficiente y, de ellos, cuatro millones con un servicio muy deficiente.

- Realización del inventario de todas las redes rurales existentes

La situación de partida en 1975 era la siguiente: debían sustituirse debido a su mal estado el 12 % de las líneas de alta tensión, el 33% de las de media tensión, el 42% de las de baja, y el 20% de los centros de transformación. También se realizó un análisis de las empresas de distribución.

- Previsión de demanda de potencia eléctrica

El estudio de las previsiones de potencia se basó en datos sobre la evolución demográfica, consumo en núcleos rurales, renta per-cápita, elasticidad consumo-renta. En concreto se supuso que el consumo medio por habitante rural, sería igual al consumo medio por habitante no rural considerando solamente el alumbrado, usos domésticos y pequeña industria (con potencias unitarias menores de 50 kW) (Fernández y González, 81, p.193).

- Definición de instalaciones tipo para satisfacer las previsiones de demanda, con los mínimos costes de instalación y explotación

Con estas instalaciones tipo se consigue una mayor eficacia y economía en la construcción y explotación de las redes eléctricas, evitando costes incontrolados e irregulares.

- Programa de las instalaciones eléctricas necesarias en el medio rural

Se estableció que la planificación de las nuevas redes se basase en una infraestructura, en forma de líneas de alta tensión, de capacidad holgada, en las cuales se fuesen insertando las subestaciones con arreglo a las exigencias de la demanda. En concreto, las previsiones fueron las siguientes: unos 30.000 Centros de Transformación, unos 20.000 km de líneas de MT, unos 12.000 km de líneas AT, un aumento en la potencia de las subestaciones de 7.288 a 20.081 MVA.

- Análisis económico-financiero de las inversiones realizadas

Básicamente trata de determinar la proporción entre las aportaciones privadas y las subvenciones. Inicialmente la ayuda se estableció en un 50% del coste, para pasar posteriormente al 40%.

- Análisis socioeconómico de los efectos

Redistribución de las rentas debido a:

- ♦ Efectos económicos: directos e indirectos que se traducen en un aumento de la renta disponible por la población rural y urbana.
- ♦ Efectos sociales: creación de puestos de trabajo en el medio rural y mejoras en salarios y perspectivas profesionales.

La gestión del PLANER fue realizada por el Ministerio de Industria, aprobándose anualmente, por el Consejo de Ministros, el reparto de los fondos provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. La infraestructura operativa acabó recayendo en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, IDAE. Este instituto se encargó de establecer unos "indicadores objetivos", sobre la base de los cuales se establecía el reparto por Comunidades Autónomas.

Los indicadores utilizados para un año dado fueron los siguientes:

- Inversión realizada en el año anterior
- Necesidad de red rural (definida por la extensión y las entidades singulares de población)
- Deterioro de la red (definido por red en estado malo o regular)
- Déficit de consumo doméstico por habitante (diferencia entre consumo real y estimado)
- Inversión PLANER (Diferencia total prevista y realizada en los años anteriores)



Con el paso a la estructura de comunidades autónomas, las que tenían transferidas competencias en la materia, pasaron a gestionar directamente los fondos del PLANER. La gestión de estos fondos por los organismos autonómicos, originó desviaciones de los mismos. Además no existía ningún modo de verificar las inversiones.

La cuantía de las subvenciones alcanzó una cifra cercana a los treinta y dos mil millones de pesetas desde 1982 a 1989. En 1985 y 1986 el Consejo de Ministros aprueba dedicar un 20% de los fondos del PLANER al desarrollo de energías renovables, recursos que se consideran muy apropiados para el medio rural, pero al IDAE no se le dota de un control sobre la gestión de esos fondos (IDAE, 1986).

### **c) PROFINE**

Para evitar estos problemas, el MINER en 1990 lanzó el PROFINE (“programa de financiación de inversiones para electrificar zonas insuficientemente dotadas y mejorar la calidad del servicio” BOE nº 266 de 6 de noviembre de 1990), intentando recuperar el protagonismo en la asignación final de los fondos, con el pretexto de conseguir un equilibrio a escala nacional. El PROFINE duró solo dos años, debido a la presión de las Comunidades Autónomas y, en concreto, a un recurso de inconstitucionalidad presentado por la Generalitat de Cataluña.

### **d) Planes de las Comunidades Autónomas**

A partir de ese momento, las Comunidades Autónomas, deben establecer su propio “plan de electrificación rural”, siendo el ejemplo más significativo de inversiones el de Galicia. Estos planes de electrificación regional contemplan, en algunos casos, la incorporación de autogeneradores y de fuentes renovables. Como ejemplo, se resumen, en los párrafos siguientes, los principales resultados del “Plan de electrificación rural de Cataluña”, PERC (Generalitat de Catalunya, 95).

El “PERC” ha contribuido a electrificar desde 1981 a 1994, a 114 núcleos de población y 1.960 casas aisladas; mejorando el suministro de 334.807 clientes de compañías eléctricas. De estos proyectos, el 75,2% han sido propuestos por las compañías de distribución eléctricas, el 19,4% por autoridades locales y el 6% por individuos y organizaciones no-gubernamentales. Es interesante observar que la participación de las autoridades locales, y de particulares, se ha incrementado en el tiempo alcanzando porcentajes del 37% y del 11% respectivamente, respecto al número total de proyectos realizados en 1994 (Vallvé y Juan, 1995, p. 1175).

Esto ha supuesto la construcción de 2.144 km de líneas de MT y de 849 km de líneas de distribución de BT, así como la instalación de 258.458 KVA de transformadores de media a baja tensión. La inversión en fondos públicos ha sido de 5.571 millones de pesetas que ha generado una inversión de 16.421 millones de pesetas (valores en pesetas de 1994). El coste medio por casa electrificada ha sido de 2,43 Mptas (Vallvé y Serrasolses, 97, p. 23), que se han ido incrementando según las casas más cercanas a la red han sido conectadas.

En cuanto a las instalaciones fotovoltaicas se han realizado en ese período 378 instalaciones, que han supuesto una potencia disponible para los usuarios de 226.194 Wp. Los fondos públicos aportados han sido 258 millones de pesetas y se ha generado una inversión de más de 1.030 millones de pesetas.

Para otras comunidades autónomas puede conocerse las actuaciones a través de las consejerías de industria y energía o de las agencias de energía respectivas. Parte de esta información ya está disponible en Internet, como es el caso del PELICAN (Plan de Electrificación de Canarias), en "[www.cistia.es/dgie](http://www.cistia.es/dgie)".

### 1.3.3. PLANES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN PVD

La mayoría de los países en vías de desarrollo (PVD) tienen programas de electrificación rural de algún tipo, que están limitados por su escasez de recursos financieros. Además, la mayor parte de los residentes rurales de estos países poseen un nivel de ingresos insuficiente para una inversión que les permita acceder a alguna forma de electrificación rural. Se estima que un 10% de los hogares de las zonas rurales de los PVD puede permitirse un sistema solar fotovoltaico básico (una potencia de 50 W<sub>p</sub> y un consumo de 15kWh/mes por vivienda), lo que supone un número entre 30 y 40 millones de viviendas. Este porcentaje podría aumentarse hasta un 25-50%, si se estableciesen mecanismos de crédito y distribución adecuados (Císcar, 97).

Las tecnologías energéticas renovables son especialmente aptas para las zonas aisladas de los PVD, que no suelen estar conectadas a la red. Entre otras razones, por que las condiciones meteorológicas de muchos países en desarrollo son favorables para esas fuentes de energía, en particular para las aplicaciones de la energía solar (Comisión de las Comunidades Europeas, 96, p. 44).

Precisamente en éstos PVD, las energías renovables pueden desempeñar un papel clave en la aceleración del crecimiento económico sostenible. Para el proyecto "The Solar Initiative" del Banco Mundial (World Bank, 1995b), que pretende acelerar la comercialización de diversas tecnologías de energías renovables en los PVD, la electrificación rural fotovoltaica es una de las tres áreas más prometedoras de aplicación de las energías renovables a escala mundial, junto con los parques eólicos y diversos aprovechamientos de biomasa residual.

Este interés creciente del Banco Mundial y otros organismos nacionales e internacionales por las energías renovables es debido a tres razones principales (World Bank, 1995b):

- Avances técnicos
- Reducción de costes
- El hecho de que las tecnologías no emisoras de carbono están llamadas a ser un objetivo prioritario en las estrategias de producción de energía debido al problema del calentamiento global.

La integración regional de las fuentes de energía renovables en los PVD se encuentra con un fuerte problema global propio de la mayoría de estos países, como es la dificultad para encontrar datos sobre el potencial y demanda de estos recursos (Solargis team, 1996, p. 19).

En cualquier caso, la electrificación de los países en vías de desarrollo será un tema fundamental en las próximas décadas. Esto requerirá el diseño de programas de electrificación adecuados y la movilización de una gran cantidad de capital. Parte de esta electrificación, especialmente la de zonas rurales aisladas, puede ser resuelta por el empleo de energía fotovoltaica y eólica. En Schmitt et al, 97, pp. 940 – 942, se describe una herramienta para ayudar a los agentes de decisión en la electrificación rural de los PVD.

## 1.4. TECNOLOGÍAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

### 1.4.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se proponen unas instalaciones tipo de electrificación rural que se van a considerar en el resto de este trabajo. Se completa esta información con el estado del arte de las tecnologías renovables consideradas.

Las instalaciones consideradas para el resto del estudio son las siguientes:

- Sistemas aislados de la red eléctrica:
  - Sistema fotovoltaico para electrificación de una vivienda aislada
  - Sistema eólico para electrificación de una vivienda aislada
  - Grupo electrógeno diesel para una vivienda aislada
  - Grupo diesel para una comunidad rural
  - Instalación eólico-diesel para una comunidad rural
- Conexión a la red de media tensión

Los sistemas individuales se diseñan para suministrar electricidad a una familia viviendo en una casa aislada. Estas instalaciones domésticas alimentarán una batería, que entregará la energía al usuario en forma de corriente continua. Si la demanda diaria es igual o superior a un valor determinado (en el método propuesto se consideran 700 Wh para un escenario de consumo de una zona rural mediterránea), se instalará un inversor que suministre la energía en forma de corriente alterna (en la actualidad cualquier instalación de electrificación rural en Europa debería llevar inversor, independientemente de la potencia; pero, se posibilita esta alternativa al usuario para facilitar el empleo del método en situaciones sin inversor).

Se consideran las siguientes configuraciones individuales:

- Fovoltalca: generador fovoltalco + acumulador + inversor (figura 1.4)
- Eólica: aerogenerador + acumulador + acondicionamiento de potencia + carga de disipación (figura 1.5)
- Diesel: grupo electrógeno + acumulador + acondicionamiento de potencia (figura 1.6)

Las instalaciones de suministro a comunidades se situarán en el centro de un píxel de 1 km x 1 km, alimentando a las viviendas situadas en ese píxel, a través de una red de baja tensión. Se consideran las siguientes configuraciones tipo:

- Diesel central: generador diesel + acumulación + acondicionamiento de potencia (figura 1.7)
- Eólico-diesel central: generador diesel + aerogenerador + acumulación + acondicionamiento de potencia + carga de disipación (figura 1.8)
- Conexión a red: Línea de MT + CT + Línea de BT (figura 1.9)

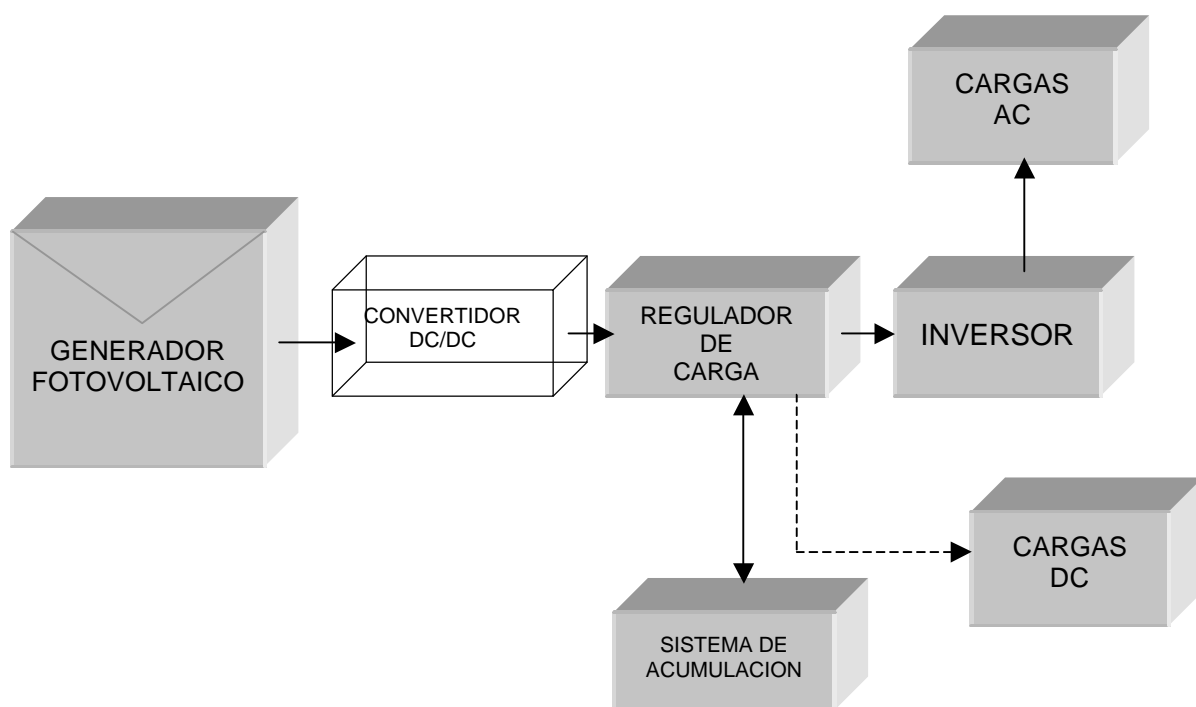
#### 1.4.2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS: INSTALACIONES TIPO

##### a) Instalaciones fotovoltaicas

Los sistemas fotovoltaicos se emplean principalmente para producir energía eléctrica en lugares alejados de la red, dependiendo de la aplicación, necesitan batería para almacenamiento. La carga puede ser de corriente continua o alterna.

Hasta 1 ó 2 kW<sub>p</sub> la carga puede ser en corriente continua. Las principales ventajas de estas instalaciones son la simplicidad y la alta fiabilidad. Sistemas estándar de 12 V y 24 V son empleados para alimentar pequeñas lámparas y para aplicaciones de electrificación. Un ejemplo típico son los “sistemas de casas solares” (Solar home systems, SHS), que suministra pequeñas cantidades de energía para viviendas alejadas de la red. Comprenden uno o varios módulos fotovoltaicos montados sobre una adecuada estructura de soporte (tal como el tejado), una batería y un regulador de carga.

Los sistemas de corriente alterna con acumuladores electroquímicos representan la configuración estándar para aplicaciones de más consumo. Según Vallvé y Serrasolses (Vallvé y Serrasolses, 97, pp. 24-25) para suministrar energía eléctrica equivalente a la red en Europa se necesitan 2 kW<sub>p</sub>, los valores habituales utilizados, aplicando principios de uso racional de la energía, son de 1,1 kW<sub>p</sub>. En todos estos casos se utiliza un inversor.



**Figura 1.4.** Configuración tipo del sistema fotovoltaico individual.

Se están realizando esfuerzos con el fin de estandarizar las instalaciones de energías renovables y, en concreto, los sistemas fotovoltaicos para viviendas aisladas (ver Anexo, punto A.4.3). Los resultados publicados hasta el momento indican que para estas aplicaciones simultáneas la corriente continua con la alterna parece lo más adecuado en cuanto a eficiencia y rendimiento (la eficiencia de una instalación fotovoltaica viene condicionada principalmente por los fallos del inversor; el inversor debe dimensionarse para la máxima carga alterna, si toda la carga se alimenta de esta forma, esto dará lugar a que el inversor trabaje de forma poco eficiente la mayor parte del tiempo).

Los sistemas sin batería con un rango de potencia entre 600 W<sub>p</sub> y 3.5 kW<sub>p</sub> son utilizados para aplicaciones de bombeo de agua. En este caso la reserva de agua actúa como almacenamiento. Estos sistemas habitualmente emplean un inversor de frecuencia variable conectado directamente a la asociación de paneles fotovoltaicos. El inversor de frecuencia variable regula la velocidad de la bomba con el fin de hacer un uso máximo de la potencia fotovoltaica disponible. Las principales ventajas de estos sistemas son su alta eficiencia, su diseño robusto, y la posibilidad de operar con muchas bombas estándar de alterna.

## **b) Instalación eólica**

En este tipo de instalaciones la posición de la turbina eólica está condicionada por la cercanía al consumo, lo que obliga a un estudio detallado que permita determinar el emplazamiento más adecuado. El coste mayor o menor de la instalación condicionará la mayor o menor necesidad de exactitud de los datos de potencial eólico manejados, por lo que en general en este tipo de instalaciones, bastará con una buena estimación de la velocidad media anual, del índice de variabilidad y de las frecuencias anuales en las diferentes direcciones.

La instalación completa consta, además de la turbina eólica, de un regulador de carga, de unas baterías de acumulación y, si la carga lo requiere, de un inversor. Esto es en el caso de que el aerogenerador suministre corriente continua, si el generador eléctrico es un alternador, la instalación debe constar de un rectificador. El funcionamiento, criterios de diseño, mantenimiento, etc. de estos equipos es similar al caso de una instalación fotovoltaica, salvo lo relativo al aerogenerador.

En general las instalaciones eólicas aisladas requieren una capacidad de almacenamiento superior a las fotovoltaicas, debido a las grandes variaciones de la disponibilidad de potencial eólico, que no presenta tanta uniformidad en el ciclo diario como la radiación solar. Esto se traduce en que los sistemas eólicos para aplicaciones autónomos sean viables económicamente para demandas mayores que los fotovoltaicos, de forma que esta mayor demanda compense el aumento del coste debido al mayor coste de la acumulación.

Para las situaciones en el sistema de acumulación esté saturado y la carga sea inferior a la generación es necesario contar con una carga de disipación. La carga de disipación debe ser dimensionada para acomodarse a la potencia excedente máxima instantánea, que corresponde a la diferencia entre el valor mínimo de la carga y el máximo de la turbina (valores instantáneos de potencia). En algunas aplicaciones estas cargas de disipación se aprovechan como calefacción para no desperdiciar esos excedentes energéticos y mejorar el factor de capacidad de la instalación.

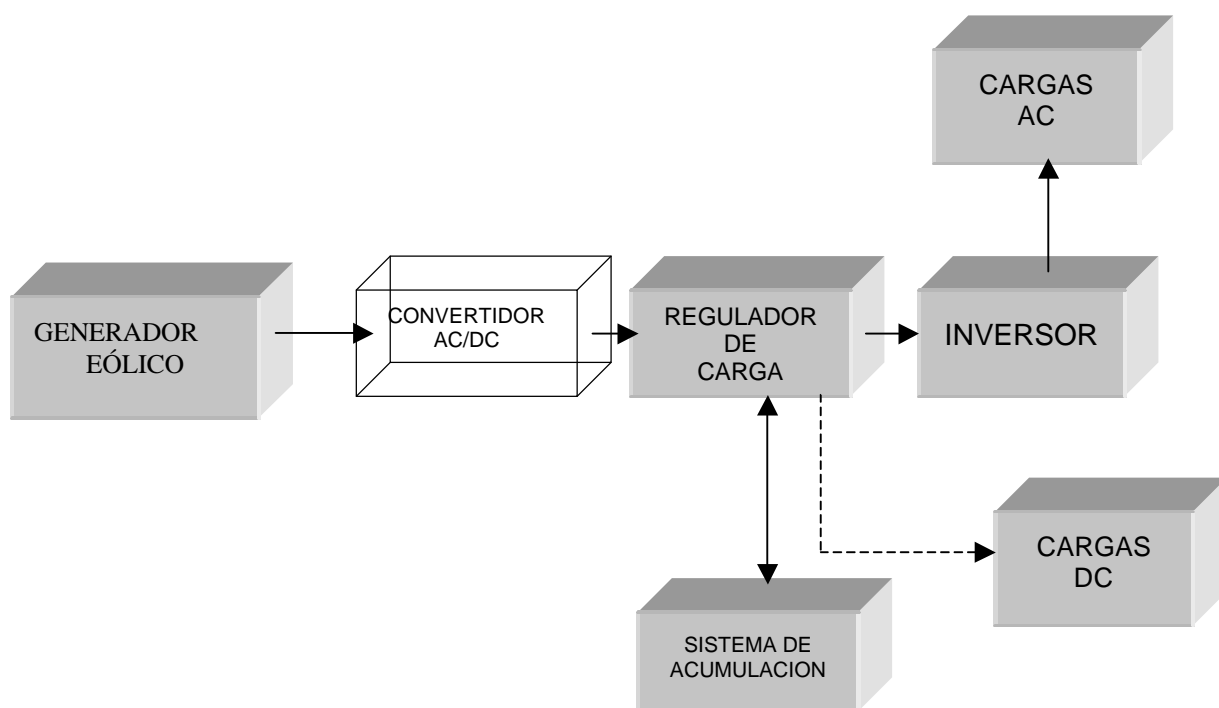


Figura 1.5. Configuración tipo del sistema eólico individual.

#### b) Grupo electrógeno individual

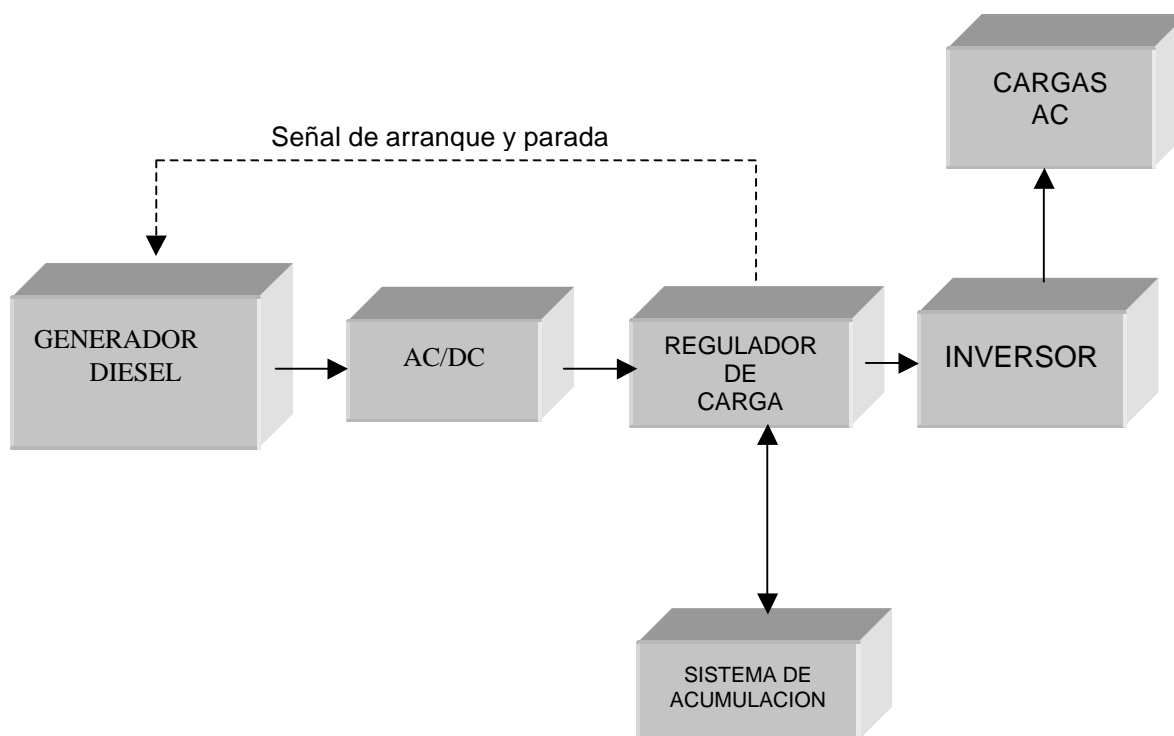
Corresponde a la forma clásica de obtener energía eléctrica en una aplicación aislada de la red eléctrica. Por tanto, se trata de sistemas, que con un mantenimiento adecuado, son muy fiables. Para aplicaciones de potencias medias, entre 5 y 50 kVA, suelen ser los preferidos por los usuarios. Constan de sistema de refrigeración, depósito de combustible, batería de arranque y panel de control. El tiempo de arranque es muy corto, estando en el rango de pocos segundos.

A pesar de sus ventajas tienen un inconveniente básico en aplicaciones aisladas, que es la necesidad de desplazamiento para reposición de combustible y mantenimiento preventivo. Esto da lugar a que en situaciones determinadas dejen de ser competitivos respecto a otras soluciones, aparte de las cuestiones medioambientales de contaminación atmosférica y ruido.

Para mejorar las condiciones de operación se incluye un sistema de acumulación que disminuya el número de ciclos de arranque-paro y que permite trabajar con mayor nivel de carga. Los fabricantes recomiendan que el grupo no trabaje durante largos períodos de tiempo con cargas inferiores al 40% de su potencia nominal, aunque este valor se ha reducido al 20%–30% en los grupos modernos, en cualquier caso nunca debe operar por debajo del 10% de la potencia nominal (Nordin y Lindemark, 99, p. 3). Esto se traducirá en un menor desgaste del motor con los consiguientes beneficios de ahorro en los costes de mantenimiento y mayor tiempo de vida.

Debe tenerse en cuenta que la potencia nominal es establecida a nivel del mar, con temperatura ambiente de 25 °C, 60 % de humedad relativa y con una cierta calidad del

combustible (la normativa internacional sobre grupos electrógenos está cubierta por la ISO 8528).



**Figura 1.6.** Configuración tipo del sistema diesel individual.

Además, la inclusión de un sistema de acumulación, dependiendo de sus pérdidas energéticas asociadas, producirá un ahorro de combustible (un grupo trabajando en vacío puede consumir del 20%–30% del combustible a plena carga). El proceso de diseño del sistema de almacenamiento debe incluir una evaluación económica de la reducción del ciclado y del combustible ahorrado, para compararlo con el coste del sistema de acumulación.

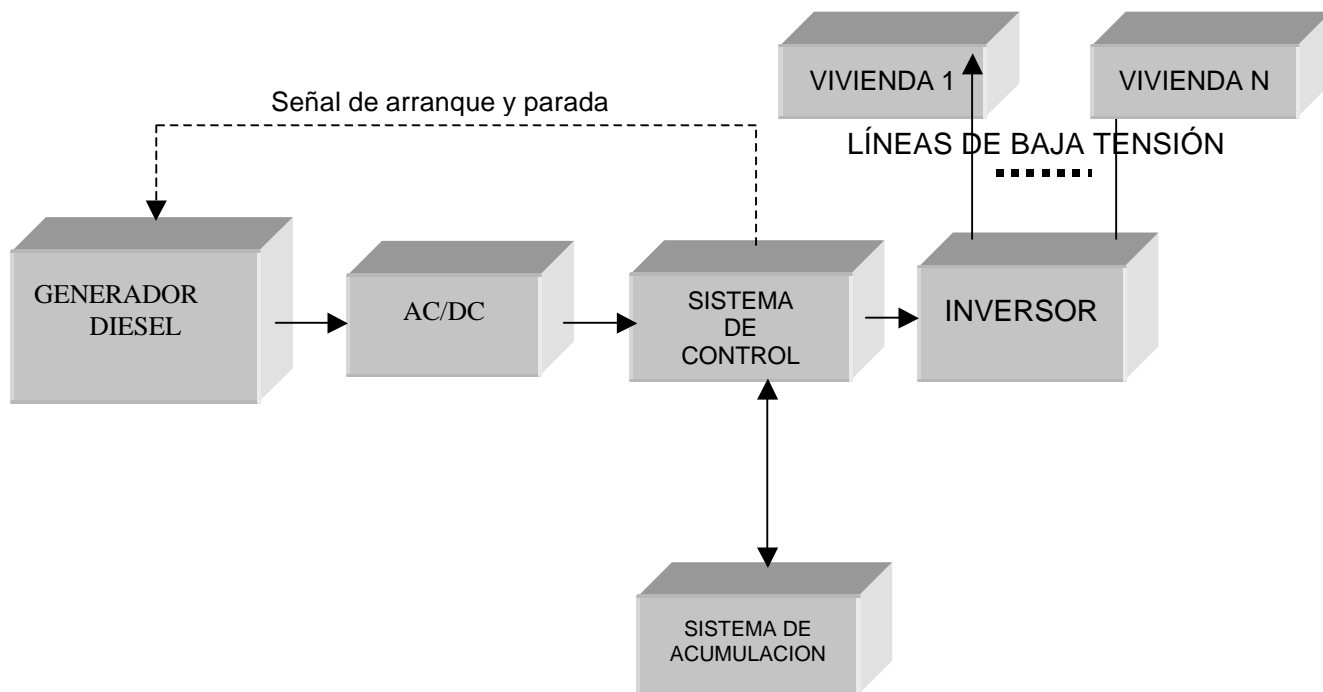
Debe considerarse en su instalación que, como habitualmente la potencia de cortocircuito de un alternador es del orden de tres veces la nominal, los cables que alimentan las cargas tengan la menor longitud posible, para evitar que, ante un cortocircuito, no actúen las protecciones. Por otra parte, debe estar situado de forma que las emisiones de ruido perturben lo menos posible.

#### **d) Sistema diesel central**

Cuando se trata de suministrar energía eléctrica a comunidades grandes es muy habitual utilizar varios grupos diesel, dimensionados de forma que, en cualquier régimen de carga, un grupo diesel pueda estar parado como capacidad de reserva.

Una mini red de grupos diesel de estas características permite una mayor eficiencia al posibilitar un alto grado de carga de los grupos en funcionamiento, además de aumentar la fiabilidad del sistema: un grupo electrógeno tiene una probabilidad de fallo en el arranque de

0,005, es decir 5 fallos como máximo de 1000 arranques (Nordin y Lindemark, 99, p. 6). Pero cuanto mayor sea el número de grupos, mayor son los costes de inversión y el mantenimiento es más complicado (Guedes y Aníbal, 98, p. 318).



**Figura 1.7.** Configuración tipo del sistema diesel central.

Cada grupo es idéntico al diesel individual salvo las cuestiones relativas al posible cambio de escala de potencia, con las necesidades de refrigeración adicional y mantenimiento más exhaustivo a que puede dar lugar.

Si las cargas son de tipo medio, del orden de 25 – 50 kVA, se suele emplear, por motivos económicos, un único grupo de esa potencia. La potencia por grupo, en aplicaciones de electrificación rural, está en el rango de 50 a 300 kVA.

Todos estos sistemas incorporan líneas de baja tensión para alimentar las distintas viviendas. Además será necesario una gestión de la instalación al suministrar a más de un usuario.

#### **e) Sistema eólico-diesel**

Para valores crecientes de la demanda, el empleo de un sistema de acumulación como apoyo único al aerogenerador no resulta viable económicamente y es necesario un grupo diesel. Desde otro punto de vista, en lugares de alto potencial eólico, puede ser rentable incorporar una (o varias) turbina eólica al grupo diesel para ahorrar combustible y mantenimiento. En cualquier caso, los sistemas eólico-diesel sólo resultan competitivos en condiciones de elevado potencial eólico y demanda media-alta, o bien cuando exista un buen acoplamiento entre la demanda y el viento (IER, 92, p. 3), que permita reducir el tamaño del grupo diesel.



En los sistemas de suministro de energía descentralizada, las condiciones específicas de la carga dan lugar a una configuración determinada, de acuerdo con los criterios prioritarios asumidos para la gestión de todo el sistema. Estos criterios pueden ser: mínimo consumo de combustible, máxima penetración de la energía renovable, mínimo ciclo convencional de arranque-parada, seguridad de suministro, calidad del suministro, etc.

El esquema general de una instalación eólico-diesel consta, además de la turbina eólica y del grupo diesel, de sistemas de control de la turbina, del grupo, de la carga y además un control de la instalación completa. Para disminuir el consumo de combustible puede incluirse también un sistema de acumulación que permita aprovechar la energía eólica en horas de poca demanda y reducir el número de ciclos de arranque-parada.

Para sistemas sin acumulador, es necesario arrancar el grupo diesel siempre que el suministro de energía eólica caiga por debajo de un determinado margen de seguridad, que habitualmente es un porcentaje significativo de la potencia eólica instalada, para tener en cuenta la variabilidad de la velocidad del viento. En la práctica esto resulta en que el diesel está trabajando en grandes períodos de tiempo en los que su aportación no es necesaria. Esto se puede evitar mediante el empleo de acumulación o de gestión de la carga.

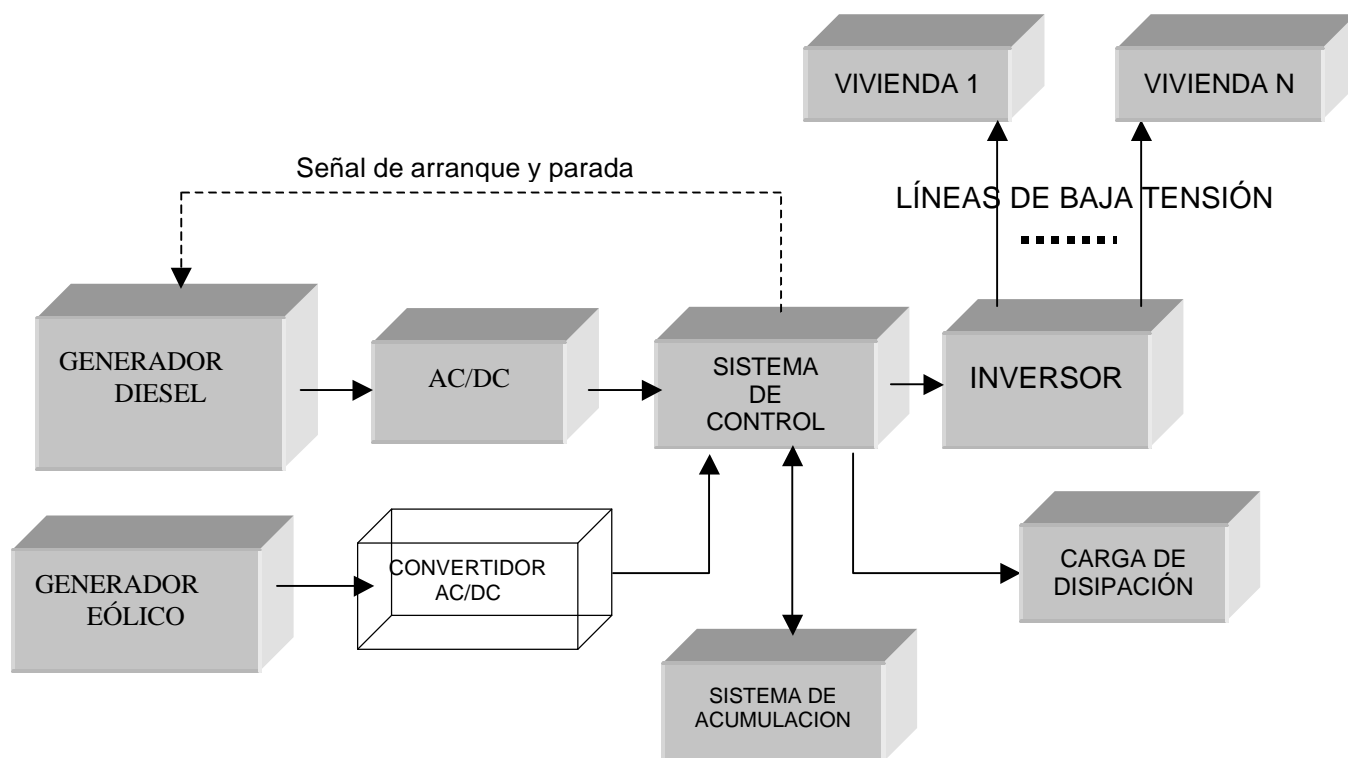
En definitiva las funciones básicas del acumulador son:

- Suavizar las fluctuaciones de potencia causadas por la naturaleza turbulenta del viento con unas condiciones de funcionamiento aceptables para el diesel
- Aprovechar mejor el potencial eólico cargando el acumulador en períodos de excedente eólico y descargándolo cuando la demanda supera la potencia eólica media

El dimensionado del acumulador de nuevo es una cuestión económica en la que deben valorarse la energía eólica aprovechada, el beneficio procedente de la disminución del ciclado, en términos de desgaste y mantenimiento, y el ahorro de combustible diesel. Además influye poderosamente la filosofía de funcionamiento considerada.

También es necesario el empleo de una carga de disipación, por la misma razón que para los sistemas "sólo" eólico. El sistema de control da entrada a este componente en función del equilibrio de potencias y de los límites de frecuencia de la instalación.

Existen distintas filosofías de funcionamiento según el grupo esté operando continuamente o no, dependiendo de cómo se mantiene la frecuencia, etc. Una de estas formas de funcionamiento, según el primer criterio, se describe a continuación: cuando el viento está en calma, el grupo trabaja a potencia nominal; cuando la velocidad del viento es variable el grupo apoya la producción del mismo; en el caso de velocidad del viento suficientemente alta el grupo, o está parado generando la turbina toda la potencia, o mantiene su funcionamiento en condiciones de ralenti generando la turbina la potencia restante. Para ver otros planteamientos del sistema de control y distintas configuraciones pueden consultarse: Hunter y Elliot, 94, y Lipman, 94.



**Figura 1.8.** Configuración tipo del sistema eólico-diesel central.

#### **f) Conexión a red eléctrica de media tensión (UNIÓN FENOSA, 1998; Iberdrola, 97)**

Se emplea la denominación “extensión de red” cuando es necesario aumentar la potencia instalada en subestaciones para satisfacer la carga. Si esto no es necesario se utiliza “ampliación de red”, que será el caso considerado en este trabajo.

##### Red de Media Tensión

La red aérea de MT rural es radial y abierta. Consta, para la situación de ampliación de red, de líneas secundarias (son derivaciones de la línea principal) y racimos (agrupación de centros de transformación de hasta 8 transformadores y 800 kVA de potencia instalada) ya que la línea principal (constituye la línea eje que sale del interruptor de MT de la subestación) se supone que ya existe.

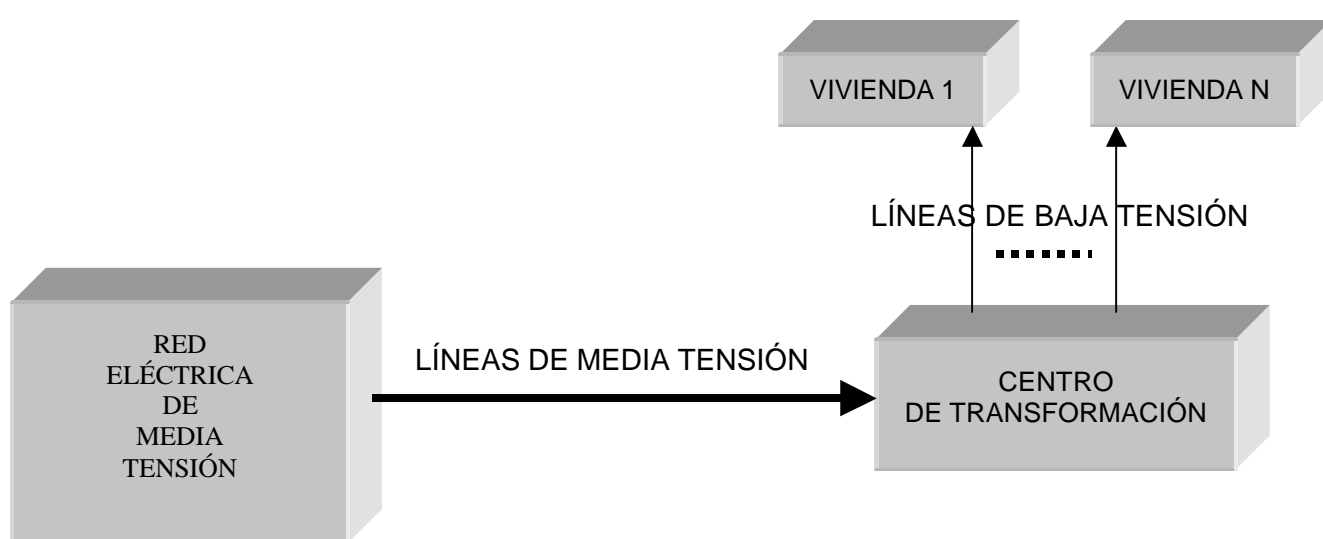
##### Centro de transformación intertemperie sobre apoyo (CTIA)

Los elementos constitutivos de un centro de transformación de este tipo son:

- Apoyo

- Transformador MT/BT
- Cuadro de BT para centros de intemperie sobre apoyo
- Interconexión pararrayos-trafo
- Pararrayos
- Interconexión trafo-cuadro BT
- Instalación de puesta a tierra

Estos centros utilizan transformadores de 50 ó 100 kVA. Para potencias superiores se emplean centros de transformación del tipo “pie de poste” (160 y 250 kVA), y “caseta” (250 y 400 kVA). No se emplean potencias inferiores salvo para centros propiedad del cliente y en casos excepcionales.



**Figura 1.9.** Configuración tipo de ampliación de red.

### Red de Baja Tensión

Las líneas principales (línea eléctrica que tiene su origen en el centro de transformación y alimenta distintas derivaciones y acometidas), cables tipo “RZ 0,6/1 kV 3x95 Al + 54,6 Ac” y longitud máxima de 800 m en área rural.

Las derivaciones (línea eléctrica conectada a la línea principal en un punto de su recorrido) con cables tipo “RZ 0,6/1 kV 3x95 Al + 54,6 Ac” y “RZ 0,6/1 kV 3x50 Al + 54,6 Ac”.

Las acometidas (parte de la red eléctrica comprendida entre la red de distribución –línea principal o derivación- y la caja general de protección) con cable tipo “RZ 0,6/1 kV 3x50 Al + 54,6 Ac” ó “RZ 0,6/1 kV 3x25 Al + 54,6 Ac” ó de etileno propileno ó polietileno reticulado con sus correspondientes cubiertas y secciones 4x16 mm<sup>2</sup> Al ó 2x16 mm<sup>2</sup> Al.

El conductor neutro se pondrá a tierra en el primer apoyo de cada una de las salidas aéreas de BT, cuando no esté puesto ya en el CT. Además se pondrá a tierra en diversos puntos de la red de manera que no existan longitudes de red superiores a 500 m entre puestas a tierra,

eligiendo preferentemente los puntos de ramificación y teniendo en cuenta la calidad del terreno. Se procurará que exista una toma de tierra en los últimos 200 m de cada derivación. La resistencia máxima del conjunto de puestas a tierra del neutro de una red de un CT no será superior a  $37 \Omega$ .

Para más información puede consultarse los proyectos tipo de las distintas compañías eléctricas. El ejemplo de aplicación del método que se desarrolla en este estudio es sobre un área perteneciente a Iberdrola y, por tanto, para el CTIA debería considerarse el proyecto tipo desarrollado en Iberdrola, 97.

Si suponemos una línea de distribución de Media Tensión y algunas ramificaciones abiertas de la red de Baja Tensión. El esquema típico está compuesto de:

- \* Línea aérea de MT
- \* Apoyos y herrajes
- \* Transformador MT/BT y soportes
- \* Ramificaciones de BT
- \* Elementos de corte y protección

Para el aprovechamiento de la energía transportada se hace necesaria la disposición de un transformador de tensión y de un cuadro de maniobra, tanto en Baja como en Alta Tensión. El transformador, generalmente, será de tipo intemperie. La obra civil en la mayoría de los casos se limita a la apertura de los hoyos para las cimentaciones, en otros casos podrá incluirse la construcción de una caseta destinada al transformador.

#### 1.4.3. ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA

##### **a) Módulos fotovoltaicos**

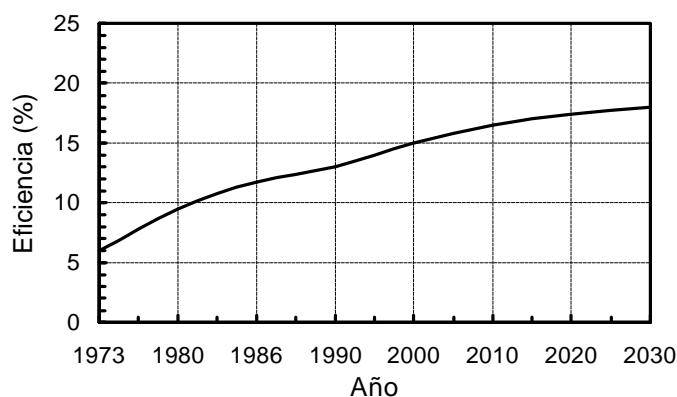
Los módulos fotovoltaicos actualmente en el mercado están basados en el uso de silicio cristalino, concretamente, más del 80% del mercado está basado en silicio cristalino. La producción internacional de módulos fotovoltaicos es del orden de 80 MW<sub>p</sub>/año (1995). Durante los últimos años la producción se ha incrementado en un 15%, aproximadamente, por año.

Los módulos de silicio cristalino pueden tener de 18 a 180 células por módulo, aunque los más habituales tienen sobre 30. El rango de potencias de salida va desde 26 W hasta 240 W (en condiciones estándar: Temperatura de la célula: 25° C, Radiación: 1000 W/m<sup>2</sup>, AM: 1,5). La eficiencia normal está entre un 11% a 13%. Las mejores eficiencias se encuentran entre 15%-16%.

La mayoría de los módulos comerciales tienen un tiempo de vida de al menos 20 años. El tiempo de retorno de energía para la generación actual de módulos de silicio cristalino está en el rango de 2-6 años según se considere una región mediterránea o clima continental.

Los módulos de silicio amorfo disponibles comercialmente tienen eficiencias entre el 5 y el 6%. En estos el período de retorno de energía es de 1 a 3 años. Sólo son empleados en aplicaciones tales como calculadoras, luces de jardín, pequeñas lámparas para electrificación rural, etc.

El incremento de eficiencia se traduce en un importante aumento de los costes, por este motivo, los fabricantes hacen esfuerzos para conjugar estos dos factores contrapuestos. La figura siguiente presenta una línea como valor medio de las eficiencias encontradas en el mercado, así como proyecciones futuras (la eficiencia se expresa en condiciones estándar). Como resumen se puede decir que para los módulos de silicio monocristalino la eficiencia media puede considerarse del 12%, para policristalino es ligeramente menor, del orden del 10%.



**Figura 1.10.** Eficiencia de módulos fotovoltaicos (Ahmed, 94).

## b) Pequeños aerogeneradores

Las turbinas eólicas utilizadas en producción de energía eléctrica descentralizada pertenecen al rango de pequeñas potencias, normalmente, menores a 10 kW. Las turbinas eólicas o aerogeneradores se suelen clasificar en potencias pequeñas, medias y altas, según la potencia nominal de salida sea menor a 100 kW, entre 100 kW y 750 kW, o superior, respectivamente.

Actualmente el desarrollo tecnológico de los pequeños aerogeneradores está en clara desventaja respecto a los aerogeneradores de potencias medias. Esto es debido a diferencias de mercados y tecnologías derivadas de su aplicación, ya que, mientras los medianos se emplean casi exclusivamente para conexión a red, lo contrario sucede con los pequeños, que generalmente se utilizan para instalaciones aisladas.

Las instalaciones aisladas tienen como objetivo satisfacer la demanda a un coste atractivo para el usuario, en cambio las conectadas a red buscar maximizar el aprovechamiento del recurso eólico de un emplazamiento al menor coste posible. Además, la velocidad de giro de los aerogeneradores conectados a la red viene, en general, fijada por la frecuencia de la misma, mientras que los pequeños aerogeneradores deben poseer un sistema propio que controle la velocidad de giro.

Los pequeños aerogeneradores se emplean para aplicaciones como cargar baterías, bombeo de agua, etc. Comercialmente, la aplicación mayor es la de carga de baterías, con un rango de potencias de 25 a 150 W (rotores de 0.5 a 1.5 metros de diámetro). Se calcula en más de 200.000 las turbinas de este tipo instaladas actualmente en el mundo.

La producción de pequeñas turbinas eólicas es probablemente del orden de 30 a 50 mil unidades por año. Las potencias más habituales son muy pequeñas, entre los 50 W y los 1.500 W, denominándose a estos aerogeneradores: “microgeneradores”. Los principales países fabricantes son Inglaterra (barcos y caravanas de ocio) y China (para criadores de ganado seminómadas en la región de Mongolia).

En la Unión Europea y Estados Unidos, se han registrado unos treinta fabricantes de pequeñas turbinas eólicas. Existe una gran dispersión en cuanto a la tecnología utilizada para los distintos componentes: rotor, generador, sistema de frenado, sistema de orientación, sistema de regulación de la velocidad de giro y torre; que es consecuencia de la falta de madurez tecnológica de algunos fabricantes presentes en el mercado (Cruz y Avia, 98, p. 13).

En el citado estudio se definen las características de un pequeño aerogenerador tipo existente en el mercado: “de eje horizontal, tripala a barlovento, con un generador síncrono de imanes permanentes, orientado por timón de cola y con regulación de la velocidad mediante cabeceo o cambio de paso pasivo, sistema redundante de frenado, uno de ellos de freno mecánico, se ofrece generalmente con diferentes tipos de torre soporte y alturas de buje”.

El futuro de la tecnología pasa por abaratar costes aumentando la fiabilidad, así como, conseguir modelos adaptados a las condiciones de funcionamiento de determinadas aplicaciones.

Para instalaciones que requieran alta fiabilidad no se suelen utilizar únicamente turbinas eólicas, sino instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, y para potencias aún mayores se emplean instalaciones eólico-diesel.

### **c) Equipos eólico-diesel**

Las aplicaciones potenciales de los sistemas híbridos son:

- ◆ Electrificación rural
  - ◇ Doméstica (pequeños pueblos, comunidades rurales, etc.)
  - ◇ Bombeo de agua y riego
  - ◇ Granjas (producción de leche, etc.)
  - ◇ Etc.
- ◆ Industrias y procesos específicos
  - ◇ Desalinización de agua
  - ◇ Producción de hielo
  - ◇ Factorías de pescado
  - ◇ Etc.

Las configuraciones híbridas más importantes son:

- Eólico-diesel, dónde el acoplamiento entre el generador eólico y la carga implica un control de operación específico para el grupo diesel
- Fotovoltaico-diesel, dónde el grupo diesel es diseñado principalmente para opciones de reserva, apoyo o seguridad
- Fotovoltaico-eólico-diesel, dónde el grupo diesel es considerado como en el caso anterior y, además, es necesaria una gestión muy optimizada de la carga
- Fotovoltaico-eólico, principalmente utilizado para cargas bajas en aplicaciones remotas (por ejemplo, telecomunicaciones, etc.)

Estos y otros sistemas híbridos han sido probados y evaluados para las aplicaciones citadas. El resultado ha sido que, con la tecnología y el escenario económico actuales, el sistema más rentable económicamente es, en general, el primero. Sólo en ciertas ocasiones, para instalaciones de características específicas, son rentables el resto de sistemas. Por esta razón, en este estudio únicamente se considera la tecnología eólico-diesel.

En el escenario actual, los sistemas híbridos eólico-diesel son utilizados para suministrar electricidad a zonas muy aisladas con un consumo medio, rango de potencias desde 10 kW a 150 kW. El suministro convencional en estos casos, aparte de la conexión a red, es con grupos electrógenos. En España las instalaciones de este tipo más significativas son para bombeo desde pozo profundo hasta embalse situado a gran distancia y como fuente energética para una pequeña localidad alejada de la red eléctrica.

#### **d) Reguladores**

Los reguladores de carga pueden ser convertidores dc-dc situados en serie con la generación fotovoltaica y eólica. En el caso anterior, están basados en un interruptor de alta frecuencia, habitualmente 20 kHz o mayor, para minimizar el tamaño y peso de los componentes magnéticos y de los condensadores. Existen una multitud de reguladores disponibles comercialmente, pero todavía no se han establecido diseños optimizados.

#### **e) Inversores**

Las principales funciones del inversor son: convertir la tensión continua en alterna, obtener una forma de onda de salida adecuada y regular el valor efectivo de la tensión de salida. La tecnología para los interruptores de alta frecuencia, típicamente 20 kHz o más, está basada en transistores bipolares, MOSFETs y últimamente los IGBTs, que permiten frecuencias de hasta 50 kHz, lo que permite que el inversor tenga una señal de salida muy similar a la senoidal pura, con muy poco filtrado a la salida; esto elimina la necesidad de filtros voluminosos, caros y consumidores de energía. Los inversores tienen eficiencias del 90 al 96% a plena carga y del 85 al 95% para un 10% de la carga. Tienen una eficiencia decreciente de forma estabilizada con la disminución de carga debido a que sus pérdidas fijas son mayores que sus pérdidas resistivas.

En el caso de instalación fotovoltaica están diseñados para que la asociación de paneles opere continuamente cerca del punto de máxima potencia.

## f) Baterías

Las baterías tienen una doble función en los sistemas aislados: la acumulación de la energía y la estabilización de la tensión de la instalación. Las más utilizadas son las de plomo-ácido, seguidas de las de níquel-cadmio. Las características de estas baterías se resumen en la tabla siguiente:

BATERÍAS	Pb-ácido	Ni-Cd
Tiempo de vida (ciclos)	600 – 1500	1500 - 3000
Eficiencia (%Ah)	83 - > 90	71%
Auto descarga (mensual, %)	3 –10	6 - 20
Rango de operación	-15 a + 50	-40 a 45

**Tabla 1.2.** Características de las baterías de acumulación empleadas en las instalaciones fotovoltaicas.

El almacenamiento de energía es uno de los “cuellos de botella” tecnológicos de los sistemas descentralizados (Aguado y Bontoux, 99, p. 41), por lo que es necesario seguir investigando para mejorar su funcionamiento, tiempo de vida y coste económico, entre otros factores.

## 1.5. DISPOSITIVOS DE CONSUMO EN ELECTRIFICACIÓN RURAL

### 1.5.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se describe el equipamiento habitual de una vivienda rural de un país del Norte Mediterráneo, se consideran dos casos:

- Equipos de bajo consumo y alta eficiencia empleados en viviendas con instalaciones de energías renovables
- Equipos convencionales habitualmente utilizados en el sector residencial

Esta distinción se establece por varias razones. La primera, por la necesidad del empleo de equipos de bajo consumo y eficientes con instalaciones de energías renovables dado que un uso racional de la energía es absolutamente fundamental para la competitividad de estas tecnologías.

La segunda, porque los consumos, para un mismo grado de satisfacción del usuario, son muy distintos en una vivienda “renovable” y otra “convencional”. El analizar el diferente comportamiento de un mismo equipamiento básico, uno eficiente y otro convencional, nos permite considerar “consumos equivalentes” y, por otra parte, determinar el incremento de coste que supone el emplear equipos de mayor eficiencia como se estudia en el capítulo de variables económicas.

En cuanto al factor de potencia medio de las cargas de una vivienda pueden tomarse un valor de 0,9 (UNION FENOSA, 99, p.17). Antes de tratar cada uno de los aparatos que constituyen el equipamiento de una vivienda en el marco anteriormente citado, se va a analizar la eficiencia energética de los electrodomésticos.



### 1.5.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Desde 1995, existe una regulación en la Unión Europea, preparada dentro del programa SAVE, que es válida en todos los países integrantes y que reemplaza las regulaciones nacionales, sobre “Etiquetado Energético” (como una política de eficiencia energética). Según esta normativa los fabricantes están obligados a indicar para cada electrodoméstico la clase energética, en función de consumo, según la siguiente tabla.

Clase Energética	Consumo de Energía	Evaluación
A	< 55%	Bajo consumo de energía
B	55 – 75 %	
C	75 – 90 %	
D	90 – 100 %	Consumo medio de energía
E*	100 – 110 %	
F	110 – 125 %	Alto consumo de energía
G	> 125 %	

(\*) Referencia

**Tabla 1.3.** Clases energéticas de los electrodomésticos del mercado europeo.

Esta tabla permite comparar los consumos eléctricos dentro del mismo tipo de electrodoméstico y se consideran el primer escalón hacia la estandarización de la eficiencia energética de estos equipos.

### 1.5.3. EQUIPOS DE CONSUMO ELÉCTRICO DE UNA VIVIENDA “RENOVABLE”

#### a) Iluminación

Para el alumbrado doméstico deben utilizarse fluorescentes o halógenos, debido a que su rendimiento es como mínimo tres veces superior a los sistemas incandescentes y el ahorro en el tamaño del generador que supone este elevado rendimiento compensa ampliamente su mayor coste.

Según el tipo de instalación elegida, puede optarse por equipos de alumbrado de corriente continua o alterna, aunque siempre que sea posible debe emplearse corriente continua, debido a su menor probabilidad de fallo. En el caso de que la iluminación se suministre en corriente alterna es recomendable el uso de lámparas de bajo consumo con reactancia electrónica que compense el factor de potencia.

Es importante ajustar la potencia de las lámparas según el tipo de aplicación: lectura, luz ambiental, etc. Para habitaciones grandes es más conveniente para igualdad de potencia de alumbrado ir a más de un punto de luz. Otras medidas complementarias pueden ayudar a la eficacia de la iluminación: paredes pintadas de colores claros, emplear reflectantes, evitar el uso de pantallas, limpiar las lámparas periódicamente, colocar la lámpara en el lugar adecuado, etc.

La energía consumida diariamente para iluminación de una vivienda de tipo medio puede oscilar entre 150 y 250 Wh. La “potencia pico” de los paneles fotovoltaicos para satisfacer esta demanda puede oscilar entre 50 y 100 W<sub>p</sub>.

## **b) Televisión**

Inicialmente los televisores instalados eran de blanco y negro debido a que su consumo es menos de la mitad de los de color. Respecto al tamaño también la diferencia de potencia es significativa entre los de pequeño tamaño 12-16 pulgadas y los de gran tamaño 20-24 pulgadas. La energía consumida diariamente puede oscilar entre 100 y 360 Wh y la potencia pico de los paneles correspondientes puede variar entre 35 y 120 W<sub>p</sub>.

## **c) Equipos de sonido**

La potencia típica de los radiocasetes es del orden de 10 W, pudiendo superar los 50 W las cadenas de sonido. En este tipo de instalaciones, hay tener cuidado con el consumo del equipo en posición de “espera”.

## **d) Pequeños electrodomésticos**

Batidoras, molinillos de café, máquinas de afeitar, etc., cada uno de ellos con potencias menores de 150 W (son excepciones, los secadores de pelo y las planchas que, aunque con una potencia mucho mayor, debido a su limitado tiempo de empleo no suponen un consumo excesivo, aunque sí deben ser tenidos en cuenta en el cálculo de la potencia máxima). Este tipo de equipos es más difícil encontrarlos para corriente continua, además suelen tener menos prestaciones y precio más elevado. La energía consumida diariamente por este conjunto de aparatos, sin contar secadores de pelo y plancha, puede estar alrededor de 60 Wh, necesitando una potencia pico de 20 W<sub>p</sub>.

## **e) Lavadoras**

Existen lavadoras no automáticas de pequeña capacidad y trabajando en corriente continua, pero la calidad del lavado y la comodidad que proporcionan son inferiores a las lavadoras convencionales. Por las razones anteriores, se emplearán lavadoras convencionales pero evitando el uso de programas de lavado que incluyan calentamiento del agua o centrifugado. Si se desea realizar el lavado con agua caliente se puede acudir a equipos con dos tomas de agua y utilizar una fuente de energía térmica. En estas condiciones con una lavadora de 300 W y un lavado de una hora de duración cada dos días la energía consumida será de 150 Wh para lo que se necesitará una potencia pico de los paneles de 40 W<sub>p</sub>.

## **f) Frigoríficos y congeladores**

Existen equipos apropiados para trabajar en corriente continua con bajos consumos, desde 40 a 350 litros de capacidad. El consumo energético depende de muchos factores tales como la temperatura ambiente, el nivel de llenado, el número de aperturas, la rotación de los alimentos, además de las características técnicas del equipo.

Estas dependencias hacen difícil la estimación del consumo energético, aunque en todo caso se trata de consumos elevados: de 200 a 1000 Wh diarios, por lo que deberán ser tenidos en cuenta en el dimensionado y, si es posible, evitar su utilización sustituyéndolos por equipos que funcionan con gas butano.

### **g) Otros equipos**

Se pueden emplear otros electrodomésticos, como ordenadores, vídeos, radioteléfonos o teléfonos móviles, que se caracterizan por consumo moderado o pequeño, siempre que se utilicen adecuadamente.

### **h) Equipos de bombeo**

En viviendas rurales, especialmente las de hábitat disperso, es habitual encontrarse con instalaciones de bombeo. Para aplicaciones domésticas existen equipos de corriente continua aunque con muchas diferencias de calidad. En estos sistemas, lo habitual es que el panel fotovoltaico alimente directamente el motor de continua acoplado a una bomba de superficie.

Para aplicaciones de mayor tamaño, lo más indicado es alimentar, a través de un inversor de frecuencia variable, la bomba de alterna sumergida. En todas las aplicaciones de bombeo lo más eficiente es no utilizar baterías (salvo que la instalación incluya otros consumos), almacenando en un depósito el agua extraída en las horas de radiación solar, actuando el agua bombeada como acumulación de la energía.

## **1.6. PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES**

### **1.6.1. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

#### **a) Mercado fotovoltaico**

El mercado mundial de sistemas fotovoltaicos ha crecido a un ritmo medio anual del 24 % en los últimos cinco años (Papageorgiou, 99). Este crecimiento ha sido simultáneo con una reducción del coste de los módulos de hasta un 25 %.

La potencia total instalada en el mundo pasó de 350 MW<sub>p</sub> en 1994 (Loois et al, 97, p. 1655), a 476 MW<sub>p</sub> en 1995 (Ricaud, 97, p. 9). De esta potencia, 43 MW<sub>p</sub> correspondieron a electrificación rural (incluyendo bombeo), movilizand 189 M\$.

Cerca del 80% de las instalaciones corresponden a sistemas aislados. Las perspectivas son que la electrificación rural represente el 54 % del mercado fotovoltaico en el año 2000 (Ricaud, 97, pp. 8 y 9). Para el 2010, las previsiones son de 3 GW<sub>p</sub> de potencia instalada en sistemas fotovoltaicos aislados, de los cuales 0,7 GW<sub>p</sub> corresponden a Europa. Esto supone un movimiento de capital en torno a los 30 “billones” de Euros en los próximos 15 años (Loois et al., 97, p. 1655).

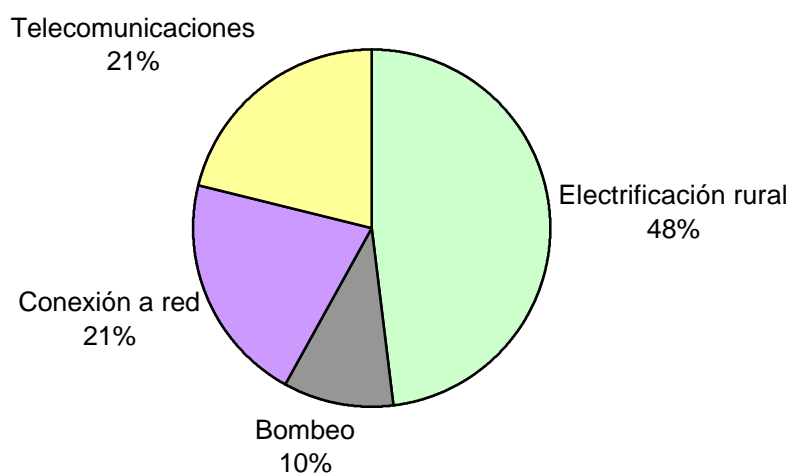
La producción de módulos ha pasado de 30 MW en 1990 a 120 MW en 1997. Los fabricantes principales se encuentran en Estados Unidos, que posee las dos quintas partes del mercado mundial, con Spire y Solarex (propiedad de BP y de Enron), esta última líder en la fabricación de silicio policristalino. La fábrica más grande del mundo se encuentra en Munich, pertenece a Siemens Solar, otro de los líderes del mercado fotovoltaico.

La industria japonesa intenta no perder más cuota de mercado, después de ceder el primer puesto de ventas en 1992 a favor de Estados Unidos, y el segundo en 1993 por Europa. Md. Canon Inc. participa en United Solar Systems Corp. (USSC), que se ha especializado en paneles de lámina delgada, con el objetivo de reducir costes debido al ahorro de material (Sweet, 99, pp. 62-64).

La producción mundial de módulos fotovoltaicos en 1995, se repartió así (Balenzategui, 96, pp. 20.11-20.13): Estados Unidos, 35 MW; Unión Europea, 20 MW; Japón, 19,2 MW; India, 4 MW y China, 1,5 MW.

Las instalaciones fotovoltaicas son las instalaciones basadas en energías renovables más utilizadas en electrificación rural. En concreto hay en el mundo más 500.000 viviendas aisladas de la red electrificadas a través de paneles fotovoltaicos, siendo esta aplicación fotovoltaica la más extendida en el mundo (Císcar, 97 y Lorenzo, 97). La segunda aplicación, en cuanto a número de instalaciones, es la de bombeo con más de 10.000 (Lorenzo, 97).

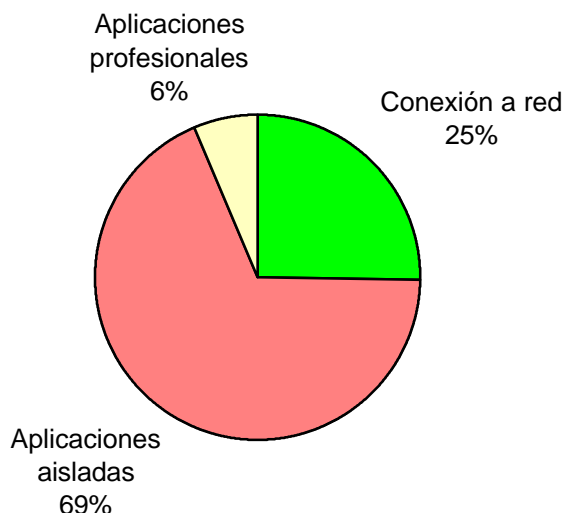
En la figura siguiente se representa gráficamente la distribución de instalaciones fotovoltaicas por tipo de aplicaciones en el mundo en 1995 (Eyras, 1996).



**Figura 1.11.** Instalaciones fotovoltaicas por aplicaciones en el mundo. ( Fuente: Eyras, 1996 ).

Es de destacar, que sólo el 67% del mercado para la electrificación rural fotovoltaica está situado en países en vías de desarrollo (Lorenzo, 97, p.4), cuando se estima en 2.000 millones, el número de personas sin acceso a la red eléctrica en estos países, como se ha visto en el punto "1.2.1".

En España a finales de 1995 había una potencia instalada de 6,5 MW<sub>p</sub> que se repartían por aplicaciones según el gráfico siguiente:



**Figura 1.12.** Instalaciones fotovoltaicas por aplicaciones en España. ( Fuente: IDAE , 1996a ).

#### **b) Proyectos de electrificación rural fotovoltaica**

Existe un plan de electrificación global de los países en vías de desarrollo “Power for the world” (Palz, 94) que pretende impulsar una electrificación fotovoltaica a gran escala en todo el mundo. “Power for the world” considera únicamente las instalaciones fotovoltaicas por razones de mayor fiabilidad y más experiencia acumulada, especialmente los SHS (solar home systems), electrificación con iluminación, radio y televisión. Parte de una evaluación de necesidades que debe ser establecida en términos de servicio no de energía necesaria (Stöhr, 96, p. 445). El plan también considera fundamental establecer una estandarización de los sistemas fotovoltaicos y adecuadas formas de financiación.

En la tabla 1.4 se describen los principales proyectos de electrificación rural fotovoltaica en el mundo. Entre ellos destaca el llevado a cabo en México, que ha dado lugar a la electrificación de unas 200.000 viviendas con sistemas fotovoltaicos. En este país también se han instalado sistemas híbridos eólico-fotovoltaico pero en un número muy pequeño, hasta diciembre de 1996 había siete registrados (Huacuz, 97, pp. 1.651-1.654). La principal característica de este programa es la participación de la compañía eléctrica nacional, que ha producido tres beneficios:

- Reglamentación (especificaciones técnicas y estandarización)
- Garantía de calidad
- Entrenamiento

Dentro de estos proyectos, destaca por el grado de participación local la electrificación de viviendas aisladas del Altiplano boliviano llevada a cabo por el Instituto de Energía Solar de la UPM (Aguilera y Lorenzo, 93).

País	Nº de instalaciones	Comentarios
<b>Primeras experiencias</b>		
Islas del Pacífico	Varios miles	1980, financiado por gobierno francés y la UE
Filipinas	1.600	1980, programa demostración GTZ
República Dominicana	4.000	Desarrollado por ONG
Bolivia	1.500	Financiado por UE y otros, énfasis en la participación local
<b>Países líderes en la actualidad</b>		
Indonesia	40.000	Negocio privado soportado por el gobierno local y programa del Banco Mundial
México	35.000	Programa gubernamental y negocio privado. Participación de compañía eléctrica.
Kenia	20.000 – 40.000	Negocio privado
China	20.000	Programa gubernamental
<b>Programas en preparación</b>		
Indonesia	200.000	Banco Mundial
Bangla Desh	300.000	Banco Grameen
China (Mongolia)	80.000	Programa gubernamental

**Tabla 1.4.** Principales proyectos de electrificación rural FV en el mundo (Elaboración propia a partir de Gabler y Beurskens, 97, p. 950 y Aulich et al, 98).

En los países del Sur del Mediterráneo la radiación global media diaria es superior a 4,3 kWh/m<sup>2</sup>.día. Suponiendo un consumo medio anual de 200 kWh por vivienda (5 ó 6 personas), el potencial fotovoltaico en esta zona es de unos 355 MW<sub>p</sub> (Aguado y Císcar, 97), para 2,5 millones de viviendas aisladas de la red eléctrica. Los estudios de electrificación rural a gran escala de estos países han demostrado que, el empleo de instalaciones fotovoltaicas domésticas como apoyo a la extensión de red, produce un ahorro del 20 % (por término medio) en los costes de electrificación por vivienda (Menna y Paoli, 98, p. 362).

Los proyectos de electrificación rural fotovoltaica más importantes en este conjunto de países se están llevando a cabo a través del proyecto Joule, denominado INTERSUDMED (Aguado y Císcar, 97), en la tabla 1.5. se resumen las características más importantes de estos proyectos.

País	Lugar	Uso final	Casas	Potencia (MW)	Inversión (millón \$)
Argelia	Tindouf, Djanet	Soporte red local, MHS	760	0,6	6
Egipto	North Sinai	SHS, MHS, Servicios comunes	8.500	2,2	22
Marruecos	Chefchaouen, Alhoceima, Taunate, Taza	SHS, MHS	23.000	2,0	20
Palestina	West Bank	SHS, Servicios comunes	1.400	0,6	6
Túnez	Kairouan	SHS y cargas productivas	15.500	5,8	38

**Tabla 1.5.** Proyectos de electrificación rural de INTERSUDMED (Aguado y Císcar, 97, p. 6) Nota: SHS, Solar Home System, MHS, Multiple Home System.

En otros países como Sudáfrica, el número de viviendas electrificadas con energía fotovoltaica, es de unas 10.000 (Alonso-Abella et al., 96, p. 461). En este caso existe también un gran potencial de electrificación rural, pero además de las barreras habituales de escaso acceso a financiación, etc., se encuentra otra muy significativa que es la mala reputación de estos sistemas debido a la falta de calidad de las instalaciones y de sus componentes en el pasado. Hay comunidades que temen que al embarcarse en el camino de la electrificación fotovoltaica pierdan sus oportunidades futuras de obtener conexión a red subvencionada (Alonso-Abella et al., 96, p. 460-465).

En Europa se han realizado numerosos “pequeños programas” de electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos autónomos durante la pasada década (Eyras, 96, pp. 2 y 3). Estos proyectos se han realizado en el marco de programas comunitarios como el Valoren ( en este programa más del 60 % de la potencia instalada es en sistemas fotovoltaicos para viviendas, esto ha supuesto en España 2000 viviendas y 800 kW<sub>p</sub> ) y el Thermie ( que dedicó el 50 % de la potencia total instalada a viviendas fotovoltaicas ).

Los proyectos descritos se refieren a la instalación de sistemas fotovoltaicos domésticos. En ciertos casos se han realizado programas de electrificación rural con sistemas centralizados. Ejemplo de estos es el llevado a cabo en las islas de Corea, Hahwa, Mara y Ho. En estas islas se han instalado, en la década pasada, 60 kW<sub>p</sub>, 30 kW<sub>p</sub> y 90 kW<sub>p</sub>, respectivamente para alimentar 48, 27 y 63 casas. Todos los sistemas llevan un sistema de acumulación por baterías y un grupo diesel de apoyo. La aportación solar al suministro energético ha sido cercana al 75%. Estos sistemas han demostrado una gran fiabilidad, de forma que los fallos han sido debidos siempre a cuestiones externas (problemas en las viviendas, faltas en la red de distribución y errores de operación) al sistema de generación. Los resultados obtenidos sitúan a esta tecnología en clara ventaja para electrificar 120 islas de Corea con menos de 50 habitantes. Para más información consultar: Hwang y Song, 96.

## 1.6.2. INSTALACIONES EÓLICAS

### a) Mercado eólico descentralizado

Las pequeñas turbinas eólicas representan un bajo nivel de actividad económica respecto a las de media y alta potencia. La cifra de negocios anual en Europa es probablemente menor a 4 o 5 millones de Euros. Sin embargo, durante la última década se han llevado a cabo significativos proyectos de desarrollo en bombas eólicas en Inglaterra, Holanda e Italia. En 1994 el gobierno danés lanzó un programa de demostración de pequeñas máquinas, con potencias menores a 25 kW, para aplicaciones domésticas que se describe más adelante.

En Estados Unidos, con una política favorable para las renovables hasta 1985, se instalaron unos 1000 pequeños aerogeneradores desde 1976 a 1985, pero la caída de los precios del petróleo dio lugar a la desaparición de las subvenciones y a la desaparición de la mayoría de las pequeñas empresas que sostenían el mercado.

En la actualidad, los fabricantes de grandes aerogeneradores están introduciéndose en el mercado de los pequeños con la fabricación de nuevos modelos. Además, el Departamento de Energía de Estados Unidos, una vez “perdido el tren” de las potencias medias, ha lanzado en 1997 un ambicioso programa de desarrollo de pequeños aerogeneradores.

Todo parece indicar que el “tirón” de los grandes aerogeneradores va a arrastrar a los pequeños, que cuentan además con un gran mercado, no sólo en los países en vías de desarrollo, sino en países del “Norte” como Estados Unidos, Canadá, Australia, países Europeos, etc.

## b) Experiencias de electrificación rural eólica

Existen algunas experiencias de electrificación rural con pequeños aerogeneradores, especialmente para bombeo de agua en lugares con problemas de abastecimiento, por ejemplo, la instalación de más de quince turbinas de 1,5 kW para bombeo eólico-eléctrico en Timor. Dos aerogeneradores de 10 kW y otros más pequeños en Naima Rural Commune, al noreste de Marruecos, suministran agua para cuatro pueblos. En la India, el gobierno está electrificando pueblos aislados de la red con dos aerogeneradores de 10 kW como instalación tipo.

El mayor programa de electrificación rural con pequeños aerogeneradores se encuentra en China, concretamente en la región autónoma del interior de Mongolia donde, en los últimos siete años (hasta 1994), se han instalado más de 120.000 pequeños aerogeneradores, con potencias en el rango entre 100 y 300 W, con una capacidad nominal total de unos 12 MW ([www.bergey.com](http://www.bergey.com), y Wallace y Tsuo, 97), aunque otras fuentes indican que la potencia instalada es de 19 MW (WEC, 98c, p. 17). Esta región se caracteriza por una densidad de población en áreas rurales remotas de 3 personas/km<sup>2</sup>.

## c) Proyecto de demostración de pequeñas turbinas eólicas en Dinamarca (Bjerregaard, 99)

Se trata de un programa de demostración llevado a cabo por la Agencia Danesa de la Energía, que tiene como objetivo permitir a los fabricantes daneses vender un número limitado de máquinas y probarlas durante un período de tiempo prefijado. Las aplicaciones de las máquinas instaladas han sido el suministro de energía a viviendas y granjas aisladas.

El programa de medidas ha durado dos años, de 1996 a 1998, y ha permitido establecer los costes del kWh producido que, como se observa en la tabla 1.6, están muy lejos de la relación coste-beneficio de las grandes máquinas. No obstante, hay que tener en cuenta que se trata de prototipos, lo que hace aumentar los costes, y que la menor altura del buje y la cercanía de edificios, etc., hacen que las condiciones de viento sean peores que en el caso de grandes máquinas.

Pequeño Aerogenerador	Potencia (kW)	Altura Buje (m)	Nº de máquinas instaladas	KWh/año mejor	Coste Dkk/kWh.año
Calorius *	4,6	9,2	18	10.500	5,2
Colibrí	5,5	12,85	8	10.200	9,1
Colibrí	11	18,3	2	45.300	5,4
Colibrí/DVS	22	18,6	11	48.800	5,8
Genvind	22	18,3	8	79.500	4,2

(\*) Producción de calor a partir de energía mecánica sin ningún sistema eléctrico.

**Tabla 1.6.** Características de los aerogeneradores instalados en el programa de demostración danés (Elaboración propia a partir de Bjerregaard, 99).



### 1.6.3. SISTEMAS EÓLICO-DIESEL

La principal aplicación de estos sistemas son las “mini redes eólico-diesel” para electrificación rural de comunidades, que, en general, provienen de una instalación “sólo” diesel a la que se ha añadido uno o más aerogeneradores. Un ejemplo reciente y significativo puede encontrarse en: Ebert y Zimmermann, 99, pp. 903-906.

Otra posibilidad a la que se está prestando mucho interés en la actualidad es la desalinización, especialmente por osmosis inversa. Se han realizado distintos prototipos que buscan mayor fiabilidad, abaratar costes y estandarizar el control y almacenamiento (ver Helm et al, 99, pp. 52-56; en López, 2000, se realiza una recopilación de los proyectos de investigación e instalaciones de plantas desaladoras por osmosis inversa alimentadas con sistemas híbridos).

Otras aplicaciones de estos sistemas híbridos son la electrificación de lugares aislados de interés turístico. Un ejemplo de este tipo es la instalación realizada en el pueblo de Xcalac, Yucatan, México. Es un pueblo pescador y turístico de 250 personas situado a 110 km de la red. Se trata de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel que consta de seis aerogeneradores de 10 kW y 11 kW en paneles fotovoltaicos. Hasta tres años y medio después de su puesta en marcha (1992), no fue necesario que entrase el grupo diesel. En la actualidad es utilizado con muy poca frecuencia. ([www.bergey.com/xcalak.html](http://www.bergey.com/xcalak.html))

Existen estudios de las instalaciones eólico-diesel realizadas, en Hunter y Elliot se puede encontrar una relación de instalaciones y una recopilación de estudios de su potencial mundial (Hunter y Elliot, 94, pp. 16, 17 y 23). En el estudio de Fernández (Fernández, 2000) se describen algunos de los proyectos más significativos realizados en el mundo.

En el “web” denominado “Renewables for Sustainable Village Power” ([www.rsvp.nrel.gov](http://www.rsvp.nrel.gov)) , del U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL), se puede encontrar una gran cantidad de información de instalaciones realizadas con sistemas híbridos. Además existe una amplia información técnica y acceso a varios programas de modelado y simulación de estos sistemas.

## Capítulo 2. VARIABLES TÉCNICAS

En este capítulo se estudian las variables relacionadas con la energía eléctrica producida por las tecnologías consideradas. La primera parte se dedica al consumo eléctrico doméstico. El resto del capítulo se centra en el cálculo del factor de capacidad de cada instalación tipo. Se emplean valores medios de los parámetros, diarios o anuales según los casos.

### 2.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA EN ELECTRIFICACIÓN RURAL

Clásicamente las compañías eléctricas hacen la previsión de carga para sus proyectos de extensión de red sobre la base del crecimiento vegetativo de la demanda y la estimación de las nuevas cargas. Recientemente se han desarrollado nuevas técnicas denominadas “previsión por pequeñas áreas” de comportamiento homogéneo frente al consumo (Lafuente y Sesma, 94). Se trata de determinar futuras demandas relacionando el terreno y su uso, con el aumento del consumo, tanto por aumento del existente, como por la aparición de nuevos puntos de consumo.

En algunos trabajos se ha analizado el tema de cómo afecta la electrificación a la demanda, en el estudio de Munasinghe (Munasinghe, 98, pp. 8 y 9) se puede consultar un análisis de la influencia de la electrificación para distintos usos finales de la electricidad y modelos de demanda.

Estos temas superan el marco de este trabajo que se centra en la “ampliación de la red”, para la que basta determinar el consumo eléctrico de una vivienda rural, o un grupo de viviendas. Se estructura en dos partes principales. La primera se centra en el estudio de la demanda residencial convencional. La segunda parte se dedica al consumo de energía eléctrica en viviendas rurales con suministro renovable. Se completa con unos apuntes sobre gestión de la demanda.

Es importante distinguir, al menos conceptualmente, consumo y demanda, ya que, en especial en las sociedades más avanzadas, se demandan bienes que no son necesarios y que, en muchos casos, no llegan a consumirse. Por simplicidad, en este trabajo se utilizarán ambos términos, demanda y consumo, indistintamente, aunque siempre con el sentido de energía eléctrica utilizada realmente.

#### 2.1.1. DEMANDA RESIDENCIAL

La demanda de energía por vivienda a largo plazo depende del estilo de vida y del desarrollo tecnológico. El estilo de vida expresa la forma de emplear el tiempo y el dinero, y el desarrollo tecnológico, las aplicaciones a las que se tiene acceso (WEC, 95, pp. 1-21). La energía anual consumida en el sector residencial está estudiada estadísticamente en todos los países industrializados. En España, el consumo anual medio por hogar, en el período 1989-1996, fue de 2.790 kWh (Red Eléctrica de España, 98, p. 57). Esto supone un factor de carga,  $f_L$  (relación entre potencia y consumo) de aproximadamente, 0.05.

**a) Factores que explican la evolución de la demanda residencial** (Red Eléctrica de España, 98, pp. 51-60; Martínez, 95, p. I.67; UNESA, 94))

La demanda residencial de energía eléctrica depende de los siguientes factores:

⇒ Temperatura

Pueden darse incrementos de demanda anuales del 15% entre años de sensibles diferencias ambientales, Alvarez, 94. La temperatura influye en la demanda residencial principalmente por su efecto sobre la calefacción, cerca del 50% de los hogares españoles, en 1997, disponía de calefacción eléctrica principal y un 22% como apoyo. En los períodos fríos, se produce un mayor consumo de los aparatos (lavadoras, lavavajillas y calderas, en cuyos procesos está el calentamiento de agua) como consecuencia de la menor temperatura del agua de entrada. Además de estos factores directos, se produce un aumento de consumo por las bajas temperaturas, como consecuencia de la mayor ocupación de los hogares en los meses de invierno. Estos efectos se traducen en un aumento medio de la demanda en invierno del 18% (el coeficiente de estacionalidad de los meses más desfavorables: diciembre y enero, es del 140 %).

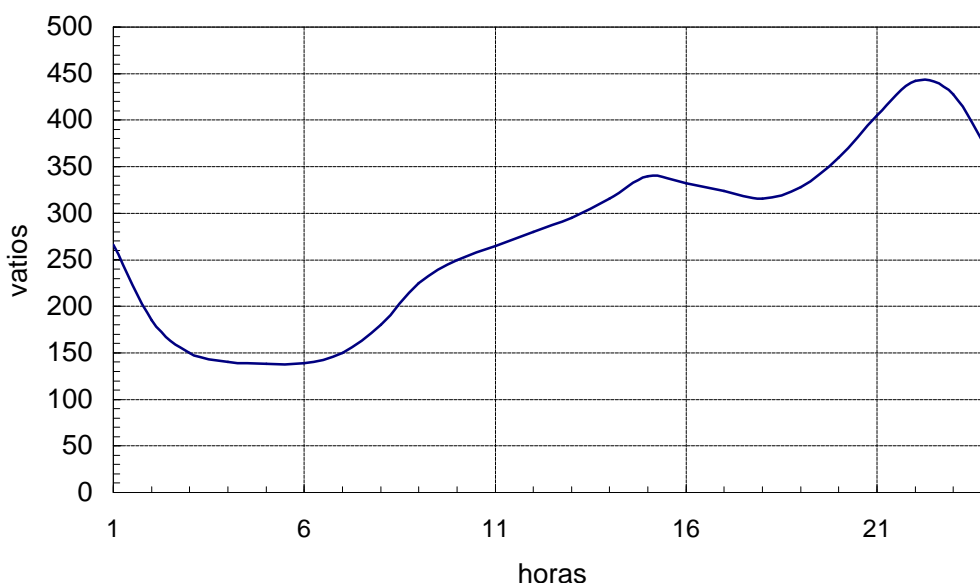
⇒ Situación económica

Aunque el sector residencial no es tan sensible a la situación económica como los sectores productivos, responde más rápidamente que estos a los cambios económicos. En España, en el período de 1989 a 1997, se ha producido un crecimiento de la demanda del 0,4%.

⇒ Otros factores socioeconómicos

Otros factores que influyen sobre la demanda residencial son el crecimiento demográfico, la composición del calendario, tamaño del hábitat, la zona climática, el tamaño del hogar, el equipamiento, la disponibilidad de otras energías (gas, etc.), la “referencia social”, etc.

**b) Curva de carga media residencial**



**Figura 2.1.** Curva de carga media diaria del sector residencial en 1996 (Red Eléctrica de España, 98, p. 51).

En la figura 2.1. se aporta la curva de carga media diaria del sector residencial para 1996. Esta curva tiende a suavizarse al aumentar la edad de los residentes y al disminuir el tamaño del hábitat.

### c) Valores del consumo medio anual y diario

En las tablas siguientes se aportan los valores medios del consumo por vivienda para el período 1989 – 1996, según diferentes clasificaciones del sector.

Tamaño del hogar	KWh/año	Wh/día
1 persona	1.415	3.876
2 – 4 personas	2.240	6.137
5 ó más personas	2.999	8.216

**Tabla 2.1.** Variación de la demanda según el tamaño del hogar (Elaborado a partir de: Red Eléctrica de España, 98, p. 57).

Edad cabeza familia	KWh/año	Wh/día
Mayor 65 años	1.945	5.328
Entre 35 – 65 años	2.583	7.076
Menos de 35 años	2.276	6.235

**Tabla 2.2.** Variación de la demanda según la edad del cabeza de familia (Elaborado a partir de: Red Eléctrica de España, 98, pp. 55 y 56).

Zona climática	KWh/año	Wh/día
Costera Norte	2.015	5.520
Continental	2.320	6.356
Mediterránea	2.470	6.767

**Tabla 2.3.** Variación de la demanda según la zona climática (Elaborado a partir de: Red Eléctrica de España, 98, pp. 58 y 59).

Tamaño del hábitat	KWh/año	Wh/día
Más de 50.000 hab.	2.374	6.504
Menos de 50.000 hab.	2.290	6.273

**Tabla 2.4.** Variación de la demanda según el tamaño del hábitat (Elaborado a partir de: Red Eléctrica de España, 98, pp. 59 y 60).

El consumo medio diario del sector residencial es ligeramente mayor los fines de semana, debido a que en estos días sus moradores ocupan plenamente los hogares. De forma que, en un sábado, en período de invierno o primavera, es un 4 % mayor que la de los días laborables, y un 2 % mayor la de un domingo (Red Eléctrica de España, 98, p. 49).

En verano no existen prácticamente diferencias entre el consumo medio diario de los días laborables y los correspondientes a fines de semana o puentes, por la menor ocupación del hogar.

**d) Desglose de la demanda residencial según el equipamiento** (Red Eléctrica de España, 98, pp. 60-69)

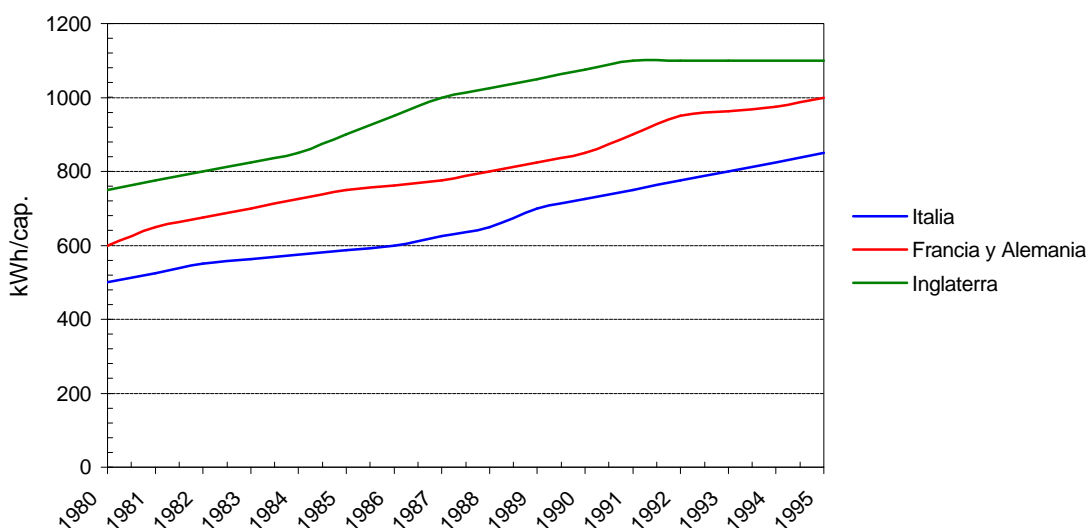
Frigorífico, cargas de iluminación, TV y pequeños electrodomésticos, suponen cerca del 72% de la demanda total residencial. El consumo del frigorífico es de un 27,3%, con 1,7 kWh al día, su consumo resalta mucho debido a que funciona continuamente y porque lo posee casi toda la población.

La iluminación contribuye con el 23,5% de la demanda residencial en 1996, y la televisión con el 12%, ya que todos los hogares poseen TV y lo usan intensivamente (más de 7 de horas diarias).

La lavadora solo significa el 5% del consumo total residencial, a pesar de que la posee casi toda la población, pero su uso no es continuo a lo largo del día. La frecuencia media es de 6 lavados por semana, con una duración media de algo más de una hora.

**e) Evolución del consumo “per cápita”**

En la figura siguiente se presenta el consumo por persona en electrificación doméstica, exceptuando la climatización, para Francia, Alemania, Italia e Inglaterra (se aporta la información de Francia e Italia por ser del entorno mediterráneo, dónde se situará el ejemplo de aplicación). En los tres primeros se aprecia una cierta tendencia creciente, pero en otros países como Inglaterra (Canadá, Dinamarca, etc.) se ha producido una cierta estabilización en la evolución del consumo “per cápita” en el sector doméstico. Esta estabilización puede ser debida a la saturación en la difusión de las principales aplicaciones domésticas de la electricidad, unida a aumentos de la eficiencia, gestión de la demanda, etc.



**Figura 2.2.** Evolución del consumo medio anual “per cápita” de electricidad en viviendas, exceptuando las cargas de climatización, para varios países del entorno de España (WEC, 98a, p. 71).

## f) Cálculo de la demanda en los “planes de electrificación rural”

En todos los planes de electrificación rural a gran escala se establece un procedimiento para estimar la demanda de energía eléctrica para los distintos sectores involucrados. Para el residencial esta estimación se hace depender del nivel económico del municipio considerado así como de la temperatura (niveles de calentamiento y refrigeración), densidad de ocupación y tamaño de las viviendas, precio de los combustibles alternativos a la energía eléctrica, nivel de actividad agrícola, etc.

En los estudios realizados para el PLANER (IDAE, 86) se considera que el consumo de energía eléctrica para usos domésticos, en zonas rurales, viene determinado por la capacidad adquisitiva de sus habitantes y condicionado por la disponibilidad actual de potencia eléctrica asignada a dichos municipios. La ecuación siguiente expresa estas hipótesis.

$$C_m = k_m \cdot Y_m^b \cdot W_m^g \quad (2.1)$$

Donde:

$C_m$	Consumo medio, por habitante, de energía eléctrica para usos domésticos, en el municipio m (kWh/habitante)
$Y_m$	Renta “per cápita” en el municipio m
$W_m$	Potencia eléctrica media instalada por habitante en el municipio m, disponible para usos domésticos.
$\beta$	Elasticidad de consumo de energía eléctrica respecto a la renta “per cápita” (valor habitual de 0,8778)
$\gamma$	Elasticidad del consumo de energía eléctrica con relación a la potencia instalada por habitante (valor habitual, 0,5633)
$k_m$	Constante (valor habitual, en torno a 0,43813)

A partir de esta ecuación, se puede calcular fácilmente la evolución del consumo de energía eléctrica para usos domésticos, debida exclusivamente a la desaparición progresiva de la escasez de potencia instalada disponible.

Fórmulas de este tipo pueden encontrarse en otros planes de electrificación rural, por ejemplo, para la previsión de la demanda residencial rural en Estados Unidos puede consultarse Maddigan et al, 84, pp. 161 y 162.

### 2.1.2. CONSUMO EN VIVIENDAS RURALES

#### a) Introducción

En este apartado se realiza una descripción cronológica de los métodos empleados en la estimación de la demanda de energía eléctrica en una vivienda rural equipada con una instalación de energía renovables. El conocimiento del consumo no sólo es necesario para seleccionar el sistema de electrificación más adecuado, tal como se considera en este trabajo. Es también imprescindible para el dimensionado de dicho sistema, ya que los sistemas renovables autónomos deben ser diseñados cuidadosamente para evitar al usuario una “frustración energética”, como consecuencia de la energía disponible no cubra sus expectativas, que le lleve a considerar esta opción energética como de segunda clase (Sidrach y Mora, 94).

Por este motivo, en uno de los estudios (Stöhr et al, 97, pp. 2567 y 2570; Lorenzo et al, 97, pp. 1121-1123) más importantes llevados a cabo sobre estandarización de sistemas aislados, el dimensionado de la instalación se establece en función de la demanda diaria de energía y del tipo de fiabilidad del sistema, expresado a través de la probabilidad de pérdida de carga (Lorenzo, 94); que, en dicho estudio de estandarización, se establece en 0,1 % para electrificación rural (lo que significa que la probabilidad de no satisfacer la carga es de un día por cada mil). Otros autores, para instalaciones en las cuales se conoce el comportamiento de la carga, consideran un parámetro similar denominado, horas de pérdida de carga, ver Shrestha y Goel, 98, pp. 373-378.

Clásicamente, para determinar el consumo de una vivienda, se hace un recuento de las potencias de las cargas y del número de horas que se utilizará cada una de ellas. Pero el conocimiento del número de horas que el usuario empleará cada una de las cargas, y que le permitirá estar satisfecho con el sistema, dependerá de sus preferencias y será desconocido a priori, ya que, en general, dicho usuario puede no haber utilizado ese equipo anteriormente.

#### **b) Extrapolación de los datos de la red**

Se podrían utilizar los datos del consumo eléctrico de las viviendas conectadas a la red, pero esto no conduciría a resultados correctos por distintas razones. La primera de ellas es la mayor eficiencia de los equipos empleados en las instalaciones aisladas, que permiten conseguir el mismo nivel de servicio con menor cantidad de energía eléctrica. La segunda razón, es el hecho de que los sistemas de suministro eléctrico descentralizado deben evitar algunas cargas como calentadores y refrigeradores (salvo equipos frigoríficos especialmente diseñados y tenidos en cuenta en el dimensionamiento), para los cuales, otro tipo de fuentes energéticas como gas, briquetas, etc., son disponibles y más rentables económicamente.

Estas razones impiden emplear la experiencia acumulada para las viviendas conectadas a la red en las aplicaciones aisladas, salvo que se disponga de datos que no incluyan las cargas de calefacción y/o aire acondicionado. Hay que tener en cuenta que la “normalización” de las necesidades eléctricas es un requerimiento impuesto por la tecnología en sí misma pero no se corresponde con las necesidades de cada consumidor (Lorenzo, 97). En los sistemas conectados a red esto se ha resuelto, como es de conocimiento general, a través de los distintos niveles de potencia que el consumidor puede contratar, de esta manera, el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión) considera tres grados de electrificación: bajo, medio y alto.

Además de estas razones existe una diferencia notable entre los consumos de las viviendas conectadas a red en un ambiente urbano o rural. Como ejemplo, en Andalucía en 1985, el consumo medio era de 11 kWh/persona.día; la media para uso doméstico de 4 kWh/abonado.día, y para núcleos entre 300 y 1.300 habitantes los consumos van de 0,5 a 1 kWh/abonado.día (Candil, 85).

Otra dificultad añadida es la diferencia en los estilos de vida en una zona rural. En zonas urbanas existe una uniformidad en cuanto a estilos de vida, que dan lugar a perfiles de consumos diarios, estacionales y anuales, muy similares. En las zonas rurales, la poca uniformidad de las actividades tanto de forma diaria como semanal y estacional, hace mucho más difícil encontrar un perfil de carga estándar. Esto ha podido comprobarse experimentalmente para la electrificación rural fotovoltaica (Lorenzo, 97).

### c) Estudios de consumos rurales del IDAE

El estudio de consumos del IDAE (García, 87) establece tres tipos de familias: reducida, media y extensa; y dos tipos de niveles de equipamiento: mínimo y medio. Este estudio emplea el método tradicional de considerar las cargas y el número de horas que se emplea cada una. El espectro de consumo va desde 390 Wh/día hasta 865 Wh/día tal como aparece en la tabla siguiente. Se ha quedado anticuado debido a los equipos considerados (TV, lavadora, etc.), y al tamaño de las familias. A pesar de esto se adjunta por ser un ejemplo significativo de esta metodología.

	FAMILIA REDUCIDA	FAMILIA MEDIA	FAMILIA EXTENSA
<b>Nº de miembros</b>	4 1 matrimonio 2 hijos	6 1 matrimonio 3 hijos 1 ascendiente	9 1 matrimonio 5 hijos 2 ascendientes
<b>Tipo de vivienda</b>	3 dormitorios 1 cocina-comedor 1 aseo 1 portal de acceso 1pozo	4 dormitorios 1 cocina 1 comedor 1 aseo 1 portal de acceso 1pozo	5 dormitorios 1 cocina 1 comedor 2 aseo 1 portal de acceso 1pozo
<b>Nivel de equipamiento mínimo</b>	3 puntos luz 20 W 1 punto luz 20 W 1 puntos luz 15 W 1 punto luz 20 W 1 bomba 600 L/H 1 TV B/N 25 W 3 tomas de corriente	4 puntos luz 20 W 1 punto luz 20 W 1 puntos luz 20 W 1 punto luz 15 W 1 punto luz 20 W 1 bomba 600 L/H 1 TV B/N 25 W 5 tomas de corriente	5 puntos luz 20 W 1 punto luz 20 W 1 punto luz 20 W 2 puntos luz 15 W 1 punto luz 20 W 1 bomba 600 L/H 1 TV B/N 25 W 7 tomas de corriente
<b>Nivel de equipamiento medio</b>	Nivel mínimo + 1 Lavadora 300 W Pequeños electrodomésticos	Nivel mínimo + 1 Lavadora 300 W Pequeños electrodomésticos	Nivel mínimo + 1 Lavadora 300 W Pequeños electrodomésticos
<b>Consumo nivel mínimo (W/h)</b>	390	525	625
<b>Consumo nivel medio (W/h)</b>	540	765	865

**Tabla 2.5.** Consumo por vivienda según el tamaño familiar (Fuente: IDAE, 1996a).

### d) Escenarios de consumo empleados en electrificación rural eólica

Escenarios de consumo en el Valle del Ebro (IER, 92, pp. 53 - 64)

Este estudio considera únicamente un nivel de consumo alto, por ser el más representativo y el más interesante para aplicaciones eólicas. Para caracterizar la demanda de una vivienda divide el año en tres periodos: verano (junio, julio, agosto y septiembre), invierno (noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo) y equinoccio (abril, mayo y octubre); debido principalmente a que considera como uno de los consumos el debido a calefacción (que dependerá principalmente de la temperatura ambiente y, por tanto, de la estación del año).



Los consumos eléctricos y las distintas cargas se han considerado de forma que este tipo de suministro renovable pueda competir con la conexión a red, lo que da lugar a los siguientes consumos según el período del año:

Los equipos se han considerado de tipo convencional (no específicos para baja potencia). La calefacción se considera radiadores eléctricos que se emplean en momentos determinados del día. Para el cálculo de la potencia instalada debe considerarse las cargas existentes, 8830 W, y un “coeficiente de simultaneidad”, que puede conducir a una potencia instalada por vivienda de 6000 W (IER, 92).

CARGA ELÉCTRICA		INVIERNO		EQUINOCCIO		VERANO	
CARGA	Potencia (W)	Horas/día	Energía (Wh)	Horas/día	Energía (Wh)	Horas/día	Energía (Wh)
Comedor	150	4	600	4	600	2	300
Cocina	60	3	180	3	180	3	180
Baño	60	1	60	1	60	1	60
Dormitorio(3)	100	1	100	1	100	0,5	50
Exterior	60	4	240	4	240	2	120
Televisión	200	3	600	3	600	2	400
Frigorífico	500	3	1500	3	1500	4	2000
Lavadora	2000	0,75	1500	0,75	1500	0,75	1500
Pequeños Electrodomésticos	1000	1	1000	1	1000	1	1000
Plancha	400	0,3	120	0,3	120	0,5	200
Bombeo	300	2	600	2	600	2,5	750
Calefacción	4000	2	8000	1	4000	0	0
<b>TOTALES</b>	<b>8830</b>		<b>14500</b>		<b>10500</b>		<b>6560</b>

Tabla 2.6. Escenario de consumo en el Valle del Ebro (IER, 92, pp. 53 - 64).

#### e) Escenarios de consumo empleados en electrificación rural fotovoltaica

- Composición típica de la carga en electrificación rural (Hilger, 88)

Carga	Potencia (W)	Funcionamiento (horas/día)	Consumo (Wh)
Iluminación ( 3 x 20)	60	5	300
Ventiladores (2 x 60)	120	6	720
Televisor	60	4	240
Plancha	200	1	200
Varios	60	1½	90
<b>TOTAL</b>	<b>500</b>	<b>-</b>	<b>1550</b>

Tabla 2.7. Composición típica de la carga en electrificación rural (Hilger, 88).

La distribución de cargas descrita adolece de la falta de nevera y lavadora, aunque el autor no la localiza en ninguna zona determinada, parece adecuada para un país en vías de desarrollo.

- Datos de consumo según el IDAE (IDAE, 96a)

A continuación se incluyen los datos sobre potencia y consumo en una instalación fotovoltaica doméstica considerados en el manual referenciado:

Equipo	Potencia (W)	Funcionamiento (horas/día)	Consumo (Wh)
Iluminación	10-20	1	10-20
Iluminación intensa	20-40	3	60-120
Televisor color	50-100	3	150-300
Radiocasete	5-15	1	5-15
Vídeo	50	1	50
Lavadora	400	½	200
Plancha	600-1200	¼	150-300
Ordenador	200	½	100
Frigorífico	70-120	4	280-480
Congelador	90-150	5	450-750
Pequeños electrodomésticos	50-200	¼	12,5-50
Máquinas herramientas	200-500	¼	50-125
<b>TOTALES</b>			<b>1517,5 - 2510</b>

**Tabla 2.8.** Consumo en una vivienda fotovoltaica ( Fuente: IDAE, 1996a).

- Escenario de consumo del proyecto de la Sierra de Segura

En el caso de sistemas fotovoltaicos ha habido intentos dispersos de normalización de los consumos, pero que parecen conducir a resultados homogéneos. Estos intentos están basados en campañas de medidas. Las experiencias del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid en electrificación rural en la Sierra de Segura han conducido a un escenario de consumo basado en las características sociológicas de la familia, fundamentalmente el número y edad de sus miembros, según los siguientes tipos (Eyras, 96, pp. 16 y 116):

- Familias extensas:

Pareja mayor con hijos casados viviendo en la misma casa o parejas mayores con hijos solteros entre 20 y 35 años o parejas jóvenes con hijos y otro adulto en la familia.

- Familias intermedias:

Pareja mayor con hijos solteros de más de 35 años o parejas jóvenes sin hijos.

- Familias reducidas:

Pareja mayor sin hijos o soltero de más de 50 años.

Un análisis detallado de los consumos, realizado sobre la base de la campaña de medidas efectuadas, da como resultados los indicados en la tabla siguiente:

TIPO DE CARGA	FAMILIA		
	EXTENSA	INTERMEDIA	REDUCIDA
Iluminación	230	160	120
TV Color	184	128	96
Electrodomésticos	300	150	80
Bombeo de agua	72	54	36
Refrigerador (200 litros)	400	360	320
<b>TOTAL</b>	<b>1186</b>	<b>852</b>	<b>652</b>

**Tabla 2.9.** Escenario de consumo en Wh/día. (Fuente: Eyra, 96, p. 116).

Estos consumos han sido determinados bajo las siguientes condiciones: Utilización de lámparas de alta eficiencia, tipo fluorescentes o similares; ninguna carga de tipo calefactor excepto secadores de pelo o planchas y utilización de frigoríficos de bajo consumo y gran aislamiento tipo arcón. Dependiendo de consideraciones particulares el escenario conduce a sistemas fotovoltaicos entre 150 y 500  $W_p$  de potencia nominal.

Estos niveles de consumo pueden parecer propios de una situación de escasez pero, sin embargo, en las encuestas realizadas han dado lugar a un alto grado de satisfacción de los usuarios. Además, estos valores han sido utilizados por empresas de electrificación rural fotovoltaica, para la electrificación de más de 500 viviendas en el marco del Programa Valorem, dando lugar a un elevado grado de satisfacción de los usuarios (Eyra, 96, p. 117).

En cualquier caso, hay que tener en cuenta una serie de aspectos como son (Lorenzo, 94, p. 253; ver también los puntos “1.5.2” y “2.1.3” de este documento):

- ⇒ La alta eficiencia de los equipos de consumo, lo que se traduce en un mejor servicio con un menor consumo de energía
- ⇒ El uso racional de la energía
- ⇒ La combinación con otras fuentes de energía

- Otros escenarios

Los proyectos promovidos por SEBA en Cataluña tenían inicialmente una potencia media instalada de 500  $W_p$ , con suministro en continua a 24 V para iluminación y alterna, a 230 V, para otras aplicaciones. Posteriormente, la potencia media ha pasado a ser de 850  $W_p$  con todas las cargas a 230 V, en alterna senoidal (Vallè y Serrasolses, 97, p. 24).

En un estudio sobre diez instalaciones FV de electrificación rural en el sur de Francia (Mayer y Carlen, 97, pp. 2593-2596), las cargas se han clasificado en bajas, medias y altas, suministradas por 540  $W_p$ , 700-800  $W_p$ , 1080  $W_{p+}$  con un acumulador, trabajando a 24 V, de 300-400 Ah (bajo) y 750 Ah (medio y alto).

En un análisis del estado actual de los sistemas fotovoltaicos aislados (Loois et al, 97, p. 1655) la potencia instalada en electrificación rural se sitúa entre 20 y 2000 W<sub>p</sub> dependiendo de las necesidades del usuario.

Ariza, 94, propone una demanda mínima diaria de 5 kWh/día en su estudio comparativo de la extensión de red con instalaciones fotovoltaicas en Córdoba. Se basa en que la demanda doméstica media en Andalucía en 1992, es de 4,6 kWh/día. Con esos 5 kWh considera que también pueden abordarse pequeñas tareas agrícolas, para aplicaciones mayores establece niveles de 10, 15, 25 y 50 kWh de demanda media diaria

### 2.1.3. ESCENARIO DE CONSUMO PARA EL MÉTODO PROPUESTO

En función de la información aportada, la experiencia y consultas a expertos en electrificación rural, se ha establecido un escenario de consumo distinto para viviendas equipadas con receptores eficientes (que serán alimentadas por electricidad renovable), y para viviendas habituales (que serán suministradas por equipos convencionales), ver tablas 2.10 y 2.11.

Es esta una propuesta nueva en cuanto a la forma de abordar el problema de la demanda en los estudios de electrificación rural. Supone una salida a la disyuntiva actual: considerar los datos de demanda convencional, que conducen a un sobredimensionamiento de los sistemas renovables que les hacen no ser competitivos en la mayoría de los casos; o los datos de consumo eficiente y racional que producen unos factores de carga en los sistemas convencionales excesivamente bajos, lo que les impide ser rentables.

Como se cita anteriormente, el consumo depende del nivel económico y del tamaño del hogar. Un profundo estudio de tres años de duración llevado a cabo por el WEC considera que no hay diferencia substancial entre el estilo de vida de grupos del mismo nivel de ingresos para diferentes regiones del Brasil (WEC, 95, p. 36), este resultado se puede extrapolar para otras zonas con una cierta uniformidad cultural y económica.

Además el desarrollo tecnológico está estrechamente relacionado con el nivel económico, por tanto, fijando éste, quedará determinado el intervalo de valores de la demanda para una cierta climatología. En este caso, el escenario propuesto, se diseña para las zonas mediterráneas del sur de Europa. El nivel económico de la zona de estudio debe establecerse en función de la renta familiar disponible, comparándola con la media nacional.

Vivienda "convencional"			
CONSUMO (kWh/año)	Nº de personas por vivienda		
Nivel económico	1 – 2	3 – 4	> 4
Bajo	800	900	1000
Medio	1200	1350	1500
Alto	2000	2250	2500

**Tabla 2.10.** Escenario de consumo para vivienda convencional (Elaboración propia).

Esta tabla se ha diseñado sobre la base de la información anteriormente indicada, junto con datos obtenidos en el programa NOE (Red Eléctrica de España, 98, p.26) cedido al autor por Red Eléctrica de España S.A.

Vivienda “renovable”			
CONSUMO (Wh/día)	Nº de personas por vivienda		
Nivel económico	1 - 2	3 - 4	> 4
Bajo	700	1000	1300
Medio	800	1100	1400
Alto	900	1200	1500

**Tabla 2.11.** Escenario de consumo para vivienda renovable (Elaboración propia).

Es obvio que debe existir una relación entre los datos de las tablas anteriores. Aunque esta no es inmediata, puede estimarse en función de la diferente eficiencia energética y carga porcentual de cada tipo de receptor. En los párrafos siguientes se desarrollan estas ideas.

En España el consumo por calefacción supone como media el 30 % del total. El 70 % restante viene dado por televisión (12%), lavadora (5%), frigorífico (27%), lámparas (23%) y pequeños electrodomésticos (3%), ver punto “2.1.1.d”.

El empleo de lavadoras eficientes (por ejemplo, 45 % menos de consumo) supone un ahorro del 2,5 % (proyecto EFIRE: IDAE, 97, p. 117). Entre la de mayor y menor consumo puede haber una diferencia de 250 kWh anuales, lo que representa, para un consumo anual de unos 2500 kWh, un 10% de diferencia (IDAE, 93, p. 162).

En frigoríficos, la diferencia de consumo entre el de mayor y menor consumo, es de 438 kWh anuales, esto puede suponer un ahorro de cerca del 20 % anual (IDAE, 93, p. 160).

Las lámparas de bajo consumo proporcionan la misma iluminación consumiendo un 20% de las normales (IDAE, 93, p. 64).

Teniendo en cuenta todos estos factores, el consumo se reduce en más del 55 % respecto a los datos de red. Si ha esto se añade un consumo racional y la diferencia entre zonas rurales y urbanas, se demuestra la relación entre los datos anteriormente propuestos.

#### 2.1.4. ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

Una adecuada gestión de la demanda de una instalación autónoma tiene como beneficios inmediatos la reducción del mantenimiento y el aumento de la vida de las baterías. Estos factores, junto a otros, como la optimización del tamaño, dan lugar a una disminución en los costes de la instalación. En definitiva, con la gestión de la demanda en estos sistemas, lo que se pretende es mejorar la correlación del perfil del suministro y el de la demanda a través de suavizar los picos de consumo y de una transferencia “horaria” de las cargas.

Para establecer una estrategia de gestión de la demanda es conveniente clasificar las cargas según la prioridad (Groumpos y Papegeorgiou, 91) de su empleo. Así tendremos, cargas rutinarias, cargas esenciales, cargas críticas y cargas de emergencia; según consideremos cargas cuya parada sólo causará pequeñas molestias a los usuarios, hasta el caso de las cargas que no deben quedar desatendidas bajo ningún concepto.

La implementación de la gestión de la demanda puede llevarse a cabo de forma relativamente sencilla, en aquellos sistemas fotovoltaicos provistos de un sistema de regulación basado en microprocesador, incorporándole una serie de algoritmos.

Una de estas estrategias se ha llevado a cabo a través de un sistema de tarifas variables en el refugio de montaña de Rotwandhaus, perteneciente al club Alpino Alemán (REM et al., 95) y que cuenta con 100 plazas. El objetivo inicial de las tarifas fue el limitar el crecimiento del consumo de combustible o, lo que es lo mismo, adecuar el consumo a la disponibilidad de recursos energéticos renovables, en concreto se buscaba el desplazamiento horario de la utilización de cargas como lavadoras, etc. La implementación se estableció a través de un precio de kWh calculado sobre la base del estado de los distintos sistemas: fotovoltaico, eólico, diesel y baterías. En la fase de introducción del sistema se observaron efectos significativos de transferencias de cargas (ver referencia indicada).

Otras experiencias de gestión de la demanda en instalaciones de energías renovables pueden consultarse en "Wolsink y Westra, 86".

## 2.2. CAPACIDAD DE GENERACIÓN

### 2.2.1. POTENCIA INSTALADA

La potencia instalada depende de forma general de la potencia de los receptores y la simultaneidad en su empleo, además hay que tener en cuenta la corriente de arranque de las cargas de potencia elevada. Para un grupo de viviendas, además de lo anterior, hay que tener en cuenta la simultaneidad entre los consumos.

#### a) Potencia de los sistemas renovables

La potencia de los sistemas de energías renovables considerados se obtiene a partir del factor de capacidad de la instalación según se describe en el punto 2.3.

#### b) Potencia del grupo diesel individual

La potencia a contratar por un cliente doméstico normalmente se sitúa en torno a los 5.500 W que corresponde, según la instrucción MIE BT 010, a un grado de electrificación medio. Otras potencias que se pueden encontrar son 3.300 W para el grado de electrificación mínimo y 8.800 W para el elevado. En el proyecto del nuevo Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), la instrucción ITC MIE-BT 10, considera solo la electrificación básica y elevada, indicando que la potencia a prever, independientemente de la potencia a contratar, será de 5.750 W y 9.200 W respectivamente.

En el método propuesto se consideran tres posibles potencias para una vivienda: 3.300 W, 5.500 W y 8.800 W, según que el nivel económico del área de estudio sea bajo, medio o elevado. Para el caso de grupos electrógenos individuales, la elección de la potencia del generador queda restringida por el hecho de que, comercialmente, los equipos adecuados a estas aplicaciones tienen potencias de como mínimo, 3,5 kVA.

El grupo electrógeno debe tener una potencia de 3 veces la potencia del cargador de baterías para que sea capaz de cargarlas, teniendo en cuenta que, simultáneamente, debe cubrir el consumo. También hay que considerar si, entre los receptores, se encuentran motores con potencias nominales superiores al 10 % de la potencia instalada. Por todas estas razones y, analizando concienzudamente el mercado, las potencias elegidas serán de 5 kVA para niveles económicos bajo y medio, y 7 kVA para el nivel económico alto.

Estos valores se ajustan al máximo para no perjudicar esta opción respecto a las restantes, ya que potencias instaladas elevadas dan lugar a un empobrecimiento del factor de carga, como se estudiará más adelante.

### c) Potencia de la red

La potencia por vivienda se establece en función del nivel económico tal como se describe en el punto anterior correspondiente a sistemas diesel individuales. Para el caso de varias viviendas, la carga en el centro de transformación se obtiene considerando un coeficiente de simultaneidad que viene dado por el número de viviendas y el grado de electrificación de las mismas, en el REBT actual; y sólo en función del número de viviendas en el proyecto de nuevo reglamento.

Pero estos coeficientes dan lugar a un sobredimensionamiento, como se ha podido comprobar experimentalmente (UNIÓN FENOSA, 98). De esta forma se ha determinado que el coeficiente más adecuado para diseñar las líneas de BT es de 0,4 sobre la previsión de la carga total (para dos o más acometidas). Este parámetro tiene en cuenta la simultaneidad de las cargas de una misma vivienda y se denomina factor de forma, “ $k_C$ ”.

Para considerar la simultaneidad por un conjunto de viviendas se considera un coeficiente de simultaneidad, “ $k_S$ ”. La experiencia sancionada por la práctica nos da un valor para este factor de 0,8, independientemente del número de viviendas. Por tanto, la potencia en el centro de transformación será la potencia de la red de baja tensión con un coeficiente de simultaneidad de valor 0,8. Considerando ambos factores, se obtiene un coeficiente de diseño para la potencia del transformador del CT, de 0,32. No obstante se siguen realizando estudios del comportamiento de la demanda que indican que este coeficiente de diseño todavía podría bajar más hasta un 0,3, situándose el valor real entre un 0,2 y un 0,21.

Según se deduce de los valores indicados, los coeficientes indicados en el REBT dan lugar a un importante sobredimensionamiento, tanto de líneas como de transformadores. El problema que puede surgir con un diseño ajustado (0,32 para el coeficiente de diseño) es la posibilidad de receptores con tarifa nocturna, ya que clientes con 3,3 kW contratados pueden ponerse a consumir 8,8 kW a las 23,00 de forma constante y simultáneamente, esto puede solucionarse escalonando la entrada de los clientes con tarifa nocturna, aunque esta solución puede dar lugar a cierta pérdida de confort.

La potencia de los CTI considerados por las compañías eléctricas es de 50 kVA ó 100 kVA. Por tanto, según lo indicado en el párrafo anterior, suponiendo un factor de potencia medio de 0,9 (como es habitual para el conjunto de los receptores domésticos), se instalará un transformador de 50 kVA (que es menor valor que utilizan las compañías eléctricas en España, si se desea un transformador más pequeño, debe ser de 25 kVA, y será propiedad del usuario), si se cumple la desigualdad siguiente:

$$50 / 0,9 > n^{\circ} \text{ viviendas} \times \text{potencia vivienda} \times 0,32$$

Será de 100 kVA, en caso contrario.

Si la energía demandada fuese mayor podría instalarse un CTI de 160 kVA. Valores superiores conducen al empleo de centros de transformación de interior, en caseta prefabricada, para los cuales las potencias inferiores disponibles son 400, 600 y 1000 kVA.

La potencia en la red de MT se calcula a partir de la potencia de los centros de transformación con un coeficiente de simultaneidad de 0,8. El factor de potencia que se considera en MT es de 0,8.

#### **d) Potencia de los sistemas centralizados**

- Diesel central

Para el grupo diesel central la potencia nominal no puede ajustarse tanto como para conexión a red, ya que el grupo, al contrario de un transformador convencional, no puede sobrecargarse más allá de su potencia de emergencia, normalmente un 10 % superior a la potencia continua.

Por tanto, la potencia instalada está determinada por la potencia máxima consumida por la carga, más un margen de seguridad. Ese valor máximo viene dado por la curva de carga media diaria del conjunto de viviendas, que dependerá del número de viviendas. Si el número de viviendas alimentado por una misma instalación fuese muy elevado podría tomarse la curva de la figura 2.1 (corresponde al valor medio nacional del sector residencial), corrigiéndola para tener en cuenta la zona climatológica, el tamaño medio de las viviendas, zona rural, etc.; y el coeficiente a utilizar para obtener la potencia del grupo en función de la potencia de las viviendas sería sólo ligeramente superior al indicado en el apartado anterior.

Para un número de viviendas reducido, por ejemplo, entre 5 y 10 viviendas, el coeficiente de diseño para la potencia del grupo debe aumentarse hasta valores en el entorno del 0,6. Por último, para dimensionar adecuadamente el grupo, también debe tenerse en cuenta la capacidad de la acumulación.

- Eólico-diesel

El grupo diesel puede ser dimensionado independientemente del resto del sistema, ya que, en el caso más desfavorable, en un período de calma con el almacenamiento agotado, el diesel debe ser capaz de suministrar la totalidad de la carga (lo contrario conduce a una capacidad de acumulación excesiva). Por tanto, la potencia del grupo diesel del sistema eólico-diesel se considera igual a la potencia del grupo diesel central.

Por otra parte, la penetración de la energía eólica en el sistema eólico-diesel no se considera lo suficientemente alta como para dar lugar a sistemas de control especiales que encarezcan la instalación para poder mantener la continuidad y calidad del suministro (en la actualidad se suele exigir una penetración eólica del 60 %, en energía o en combustible ahorrado).

Además, los intentos de aumentar la aportación eólica aumentando la potencia de la turbina (la tendencia actual es aumentar la potencia de la turbina para conseguir una mayor penetración eólica) o su factor de capacidad, pueden ser contraproducentes ya que en muchas ocasiones sólo sirven para incrementar la energía desperdiciada. Por este motivo, no es conveniente que la potencia de la turbina sea superior a la potencia máxima demanda por la carga.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, especialmente la simplicidad en el funcionamiento del sistema, se dimensiona el aerogenerador como una fracción de la potencia del grupo diesel, situándose entre el 20 % y 25 % de su valor.



## 2.2.2. TAMAÑO DEL ACUMULADOR

El tamaño del acumulador se determina en función de los días de autonomía, según la fórmula:

$$C_i = \frac{d_i \cdot D_{dj}}{h_c \cdot P_d \cdot 1000} \quad (2.2)$$

donde:

$C_i$  capacidad de la batería, en kWh, del sistema "i", para " $d_i$ " días de autonomía (en viviendas la descarga de las baterías de acumulación es lenta, por tanto, el valor obtenido puede tomarse directamente como la capacidad  $C_{100}$ , independientemente de consideraciones de días de autonomía y número de horas de consumo diario)

$d_i$  días de autonomía de la acumulación para el sistema "i", fotovoltaico (pv), eólico (wt), etc.

$D_{dj}$  demanda media diaria por vivienda Wh, donde "j", es "r" para viviendas eficientes, "c" para convencionales, y "-gr" para un grupo de viviendas (alimentadas por un sistema central)

$\eta_c$  rendimiento energético de la batería (en Francisco y Castillo, 85, p. 265, se pueden definir los rendimientos típicos de una batería)

$P_d$  profundidad de descarga considerada

### a) Sistemas fotovoltaicos

Teniendo en cuenta que se trata de electrificación de viviendas, los días de autonomía para la instalación fotovoltaica dependen, sobre todo, del período máximo sin radiación previsto anualmente, por tanto, serán distintos según la climatología del lugar considerado. Un valor habitual para instalaciones del sur de España es de 5 días.

### b) Sistemas eólicos

Para el dimensionado de la acumulación de la instalación eólica el parámetro clave es la duración máxima de los períodos de calma. Si existe información sobre este parámetro debe tenerse en cuenta, si no la hay puede tomarse un valor, que para España, será siempre igual o superior al considerado para la instalación fotovoltaica.

### c) Sistemas diesel individuales

Aunque el grupo electrógeno puede suministrar energía en cualquier momento, con objeto de no dar lugar a un mantenimiento excesivo, no acortar su tiempo de vida y para una buena eficiencia en el consumo de combustible, debe instalarse una batería que disminuya el número de arranque-parada diarios y permita que, cuando el grupo trabaje, lo haga con carga suficiente. Esta batería debe tener una capacidad adecuada para suministrar las corrientes de arranque de las cargas que así lo requieran, para conseguir este objetivo, suele dimensionarse para 2,5 días de autonomía de la carga.

### d) Sistemas diesel centrales

Con el mismo objetivo de disminuir el número de arranques se emplea una batería para los grupos diesel centrales, en este caso no existen problemas con las corrientes de arranque dado que la capacidad de la batería será muy superior, en general, a las de las instalaciones individuales. La capacidad suele tomarse como una fracción de la carga diaria que puede llegar

al 100% de la misma, según se quiera garantizar en menor o mayor medida el tiempo de vida del grupo.

### e) Sistemas eólico-diesel

Para sistemas eólico-diesel, debido a que tenemos dos fuentes de energía que, en condiciones normales, se apoyarán mutuamente, el tamaño de la acumulación debe ser menor que en el caso de sólo diesel.

Existe un estudio de optimización económica de la acumulación por batería para una instalación eólico-diesel en Dhahran (Arabia Saudita), con velocidades medias mensuales en el rango de 4,12 a 6,42 m/s y dos aerogeneradores de 10 kW, que concluye que el tamaño óptimo de la misma es el necesario para satisfacer la carga de 1 a 3 días. Con una capacidad de un día (de demanda media diaria) se reduce la participación diesel en la energía producida en un 35 %, reduciéndose el número de horas de operación del diesel en el 52 % (Elhadidy y Shaahid, 99).

Los resultados del párrafo anterior están muy influenciados por las características eólicas del lugar, lo que impide una extrapolación de los mismos. En el caso considerado en este trabajo (ver capítulo 6), el rango de velocidades de vientos es menor y la potencia eólica instalada es pequeña respecto a la del grupo diesel, por lo que puede tomarse un valor entre el 25% y el 50% de la carga media diaria.

### 2.2.3. PARÁMETROS DEL ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA

El rendimiento de un inversor depende de los siguientes factores:

- ◆ El porcentaje de carga respecto al valor nominal del inversor
- ◆ El factor de potencia de la carga
- ◆ El valor de la tensión de entrada
- ◆ El tipo de inversor

Los inversores actuales consiguen rendimientos cercanos al 90% con porcentajes de la carga muy bajos, del orden del 10%.

Según lo anterior, el rendimiento del inversor depende del tipo considerado y del porcentaje de carga suministrado. Por tanto, su factor de carga depende de la forma de la curva de carga diaria media y de la curva de rendimiento del mismo en función de la potencia. Estos aspectos se tienen en cuenta a través de los siguientes parámetros:

- |          |   |
|----------|---|
| $f_v$    | Factor de forma de la curva de carga media por vivienda |
| $\eta_i$ | Rendimiento medio del inversor                          |

Teniendo en cuenta lo anterior, el factor de carga del inversor es igual a:

$$FC_A = f_v \cdot h_I \quad (2.3)$$

por tanto, la energía,  $E_{Ai}$ , a la salida de un inversor de potencia  $P_i$ , es:

$$E_{Ai} = FC_{Ai} \cdot P_i \cdot 8760 \quad (2.4)$$

Para tener en cuenta que el rendimiento del inversor de una instalación individual puede ser diferente que en caso de instalación centralizada, alimentando varias viviendas, se consideran dos parámetros de eficiencia, uno para cada caso. En el estudio consideramos un rendimiento medio anual del 85% (ver comparación de la eficiencia de inversores en Eyra, 96, p.84) para los inversores destinados a instalaciones individuales, y 90 % para inversores de sistemas centralizados.

En los casos de turbinas eólicas que generen corriente alterna y para los grupos electrógenos es necesario el empleo de un equipo rectificador para cargar la batería de acumulación. La potencia nominal del rectificador viene dada por la potencia del aerogenerador o del grupo, y debe satisfacer las características de la acumulación. La potencia del inversor se establece en función de la potencia máxima demandada por la carga, debiendo tener en cuenta también el valor medio de ésta y las características de la acumulación.

Por simplicidad, se engloba el rendimiento del inversor y rectificador en un solo parámetro:  $\zeta_{Ai}$ , rendimiento del acondicionamiento de potencia para una vivienda;  $\zeta_{A-gr}$ , rendimiento del acondicionamiento de potencia para un grupo de viviendas.

## 2.3. FACTOR DE CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS AUTÓNOMOS

### 2.3.1. CONCEPTOS BÁSICOS

La cantidad de electricidad producida por una instalación autónoma de energías renovables dependerá en general de:

- El potencial energético del recurso en el lugar del emplazamiento de la instalación
- La eficiencia de los equipos que constituyen la instalación
- Las pérdidas de transmisión
- El tamaño del generador y del acumulador
- La correlación entre el perfil diario de la curva de energía suministrada y de la curva de la carga

La energía anual generada,  $E_i$ , puede calcularse a partir de una expresión del tipo (Solargis team, 96):

$$E_i = FC_i \cdot P_i \cdot 8760 \quad (2.5)$$

donde :

$FC_i$  es el factor de capacidad del sistema "i"

$P_i$  la potencia instalada para el sistema "i"

El emplear un sólo coeficiente, como es el factor de carga, para la estimación de la energía producida por un sistema concreto tiene la ventaja de la flexibilidad, ya que de forma fácil se puede alterar su valor y realizar los cálculos comparativos entre los distintos sistemas para diferentes valores del FC. Por otra parte su determinación puede realizarse con mayor o menor precisión según la fiabilidad buscada.

No obstante, la determinación del valor de FC con una incertidumbre conocida, es una cuestión problemática, ya que su valor no sólo depende de la eficiencia técnica de la instalación, sino también de la correlación entre los perfiles de suministro y carga.

En cuanto a la eficiencia técnica, habrá que tener en cuenta el rendimiento de cada una de las partes de la instalación en las distintas condiciones de funcionamiento. Su determinación puede ser realizada a través de medidas, estimaciones basadas en la experiencia y a través de modelos de simulación. En los puntos correspondientes a los distintos sistemas aislados considerados se tratarán estos temas.

El análisis de la correlación suministro-carga es complejo por las siguientes “incertidumbres fundamentales” (Kaiser y Uwe, 1994; los perfiles indicados a continuación son diarios, con medias horarias):

- La característica cuasi-aleatoria del perfil del suministro energético, que obliga a un tratamiento estadístico de los datos del recurso renovable
- La característica subjetiva, dependiente de las preferencias del usuario, del perfil de la carga en las aplicaciones de electrificación de viviendas. Esto da lugar a que la determinación de dicho perfil no se limite a un análisis de las horas empleas por las distintas cargas, sino que requerirá un conocimiento estadístico del comportamiento de los usuarios. En definitiva, las pérdidas por la falta de acoplamiento entre el suministro y el consumo por cuestiones inherentes al funcionamiento de las cargas podrán establecerse fácilmente, pero las relativas a las preferencias del usuario requerirán estudios estadísticos.

### 2.3.2. FACTOR DE CAPACIDAD DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

#### **a) Análisis cualitativo** (Gabler y Wiemken, 1995)

El rendimiento energético de un sistema fotovoltaico a partir de una potencia instalada viene dado por la valoración de las pérdidas debidas a las siguientes cuestiones:

- La dispersión de las características en el caso de utilizar varios módulos
- La temperatura de operación de la célula unos 20°C superior a la considerada en condiciones estándar
- Polvo y suciedad de los paneles
- No trabajar en el “punto de máxima potencia” de la curva intensidad-tensión del panel fotovoltaico (la utilización de un seguidor de máxima potencia reduce considerablemente estas pérdidas)
- Pérdidas en el regulador
- Pérdidas en la batería (gaseo, diferencia entre tensión de carga y descarga, autodescarga, etc.)
- Rendimiento del acondicionamiento de potencia
- Caída de tensión en los cables y conexiones

Después de considerar las pérdidas anteriores, la energía útil obtenida es aún menor como consecuencia de un diseño en función del mes peor, que implica unos excedentes en verano. En el caso de una vivienda, el acumulador se dimensiona para todo el consumo, por lo que nos encontramos en peores condiciones que en una aplicación profesional, ya que a cuestiones inherentes al funcionamiento de las cargas hay que unir las preferencias del usuario (esto puede convertirse en una ventaja, ya que el usuario puede actuar de “regulador”, gestionando las cargas para un aprovechamiento óptimo de la energía disponible). Pero en el caso profesional la garantía de suministro es muy superior que para el caso doméstico, lo que da lugar a que las pérdidas por excedentes sean superiores a cualquier otra aplicación.

#### **b) Cálculo del FC del sistema fotovoltaico (generador + batería) (Solargis team, 96, p. 44)**

La energía producida por un sistema fotovoltaico puede ser calculada por:

$$D_{ar} = FC_{pv} \cdot P_{pv} \cdot 8760 \quad (2.6)$$

donde:

$P_{pv}$  Potencia nominal del generador fotovoltaico

$FC_{pv}$  Factor de capacidad del generador fotovoltaico (incluyendo todos los componentes excepto el inversor)

El factor de capacidad del sistema fotovoltaico será calculado a través de la radiación media anual global sobre plano horizontal y parámetros de eficiencia típicos:

$$FC_{pv} = \frac{\eta_{pv} \cdot \eta_{stc} \cdot G \cdot A_{pv}}{P_{pv} \cdot 8760} \quad (2.7)$$

con :

$\eta_{pv}$  Eficiencia del sistema completo para una potencia instalada determinada (una estimación de su valor puede obtenerse en: Aguilera y Lorenzo, 93, p. 16)

$\eta_{stc}$  Eficiencia máxima del panel fotovoltaico en condiciones estándar de prueba (Temperatura, 25°C, Irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5)

$A_{pv}$  Área total de los paneles fotovoltaicos

$G$  Radiación media anual global sobre el plano de los paneles, Wh/m<sup>2</sup>año

La potencia pico del panel fotovoltaico es definida como:

$$P_{pv} = E_0 \cdot \eta_{stc} \cdot A_{pv} \quad (2.8)$$

( $E_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ )

El factor de capacidad del sistema fotovoltaico es definido finalmente como:

$$FC_{pv} = \frac{\eta_{pv} \cdot G_K}{8760} \quad (2.9)$$

dónde:

$G_K$  Radiación media anual global sobre el plano de los paneles expresada en kWh/m<sup>2</sup>año

Una vez calculado el factor de potencia fotovoltaico se puede calcular la potencia de la instalación, a partir de la ecuación 2.6:

$$P_{pv} = \frac{D_{ar}}{FC_{pv} \cdot 8760} \quad (2.10)$$

### 2.3.3. FACTOR DE CAPACIDAD DE SISTEMAS EÓLICOS

#### a) Análisis cualitativo

En estos sistemas se dan dos problemas añadidos respecto a los fotovoltaicos que dan lugar a que las pérdidas descritas en el párrafo anterior pasen a un segundo nivel. El principal problema es debido a la incertidumbre de los datos del viento, dada la gran variabilidad de este recurso entre puntos que pueden estar muy próximos y por la inviabilidad económica de medir en cada posible emplazamiento.

Otro problema para estimar la energía producida por un pequeño aerogenerador es el debido a que gran parte de los fabricantes no aportan la curva de potencia y sólo indican la potencia nominal a una velocidad que, además, es diferente según los fabricantes.

Junto con estos problemas, se producen pérdidas de rendimiento por razones similares a las indicadas para instalaciones fotovoltaicas: por excedentes de energía en las instalaciones con baterías; caídas de tensión en cables y rendimientos del acondicionamiento de potencia.

El resto de las pérdidas se dan en el “sistema generador” ya que, sólo una parte de la energía del viento, de la disponible en el área barrida por el rotor, es capturada por las palas. Además existen pérdidas mecánicas, principalmente en el tren de potencia, y eléctricas en el generador (Percival y Harper, 82, pp. 28-34); en esta referencia se describe un programa que permite calcular la energía producida por un aerogenerador teniendo en cuenta las pérdidas citadas.

Por todas las razones anteriores el factor de capacidad de un pequeño aerogenerador puede ser del orden del 15%, dependiendo principalmente su valor de si el emplazamiento es de bajo o alto viento. Si es de bajo viento puede acercarse al 10 % y si es un buen emplazamiento al 20%.

Para poder calcular con exactitud el factor de capacidad, será preceptivo o bien realizar medidas, o emplear modelos contrastados para el tipo de pequeño aerogenerador considerado y situarlo en un lugar cuyo viento haya sido determinado mediante medidas.

#### b) La paradoja del factor de capacidad

El sentido tradicional de factor de capacidad de una central eléctrica no se puede extrapolar a instalaciones de energías renovables en general y eólicas en particular, debido a que un factor de capacidad más pequeño no siempre refleja una situación peor para una instalación eólica. El factor de capacidad de una turbina eólica no está relacionado con el rendimiento y explotación del recurso eólico sino, en general, con la adecuación de las características de la turbina a las del potencial eólico del lugar considerado.

En la actualidad se modifica el diseño de los aerogeneradores de forma que el factor de capacidad no depende de la velocidad del viento. Por ejemplo, en emplazamientos de baja velocidad se colocan turbinas que alcanzan la potencia nominal para 10 m/s, y en emplazamientos con velocidades más altas se colocan turbinas que alcanzan la potencia nominal para 15 m/s.

La potencia instalada en una instalación autónoma, no depende sólo de la velocidad media del viento sino que también influyen de forma determinante otros factores como los períodos de calma.

De lo anterior se deduce que el factor de capacidad que se considere será sólo válido para una turbina concreta en un emplazamiento determinado. Esto supone, que si se considera el mismo factor de capacidad para distintas potencias nominales, será equivalente a suponer que todas las máquinas están diseñadas para la misma velocidad nominal.

Las turbinas funcionando en los parques eólicos españoles tienen un factor de capacidad medio de 0,29 (Lago, 98, p. 48). Las aisladas tendrán menor valor ya que la velocidad del viento se conoce con menos precisión, el mantenimiento no será tan exhaustivo y además el lugar no tendrá, en general, unas condiciones de viento tan favorables como las de los emplazamientos de parques eólicos.

### c) Cálculo del FC eólico

La energía de salida se calculará a partir del factor de capacidad, FC, de los diferentes componentes del sistema:

$$D_{ar} = FC_{wt} \cdot P_{wt} \cdot 8760 \quad (2.11)$$

donde  $P_{wt}$  es la potencia nominal del generador eólico.

La producción eléctrica anual de una turbina eólica, en un lugar determinado, puede ser calculada a partir de la curva de potencia,  $P(u)$ , de la turbina y de la distribución de frecuencia anual de la velocidad de viento horaria en ese lugar, suponiendo que el generador está siempre disponible y que está conectado a una red de potencia infinita (que mantiene la tensión constante en cualquier situación en el punto en el que está conectado el aerogenerador). Esto se expresa por la ecuación (Vanderbergh, 97<sup>a</sup>, p. 83):

$$E_{wt}^0 = FC_{wt}^0 \cdot P_{wt} \cdot 8760 \quad (2.12)$$

dónde:

$$FC_{wt}^0 = \frac{\int P(v) \cdot f(v) \cdot dv}{P_{wt}} \quad (2.13)$$

siendo:

$P(v)$  La potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento "v"  
 $f(v)$  La probabilidad anual de que el viento tenga la velocidad "v"

En una situación real de nuestro análisis, la producción será menor debido a la capacidad de carga finita en las aplicaciones autónomas y a la distribución real del viento. Para valorar estas cuestiones se introduce un factor de funcionamiento,  $\zeta_{wt}$ . El sentido de este factor es distinto que en el caso de un sistema fotovoltaico ya que no hace referencia a un valor fijo del recurso energético,  $1000 \text{ W/m}^2$ , sino a una forma fija de la distribución de viento, Weibull con el factor de forma igual a 2 (distribución de Rayleigh). Este factor,  $\zeta_{wt}$ , nos permite definir el factor de capacidad a través de:

$$FC_{wt} = FC_{wt}^0 \cdot h_{wt} \quad (2.14)$$

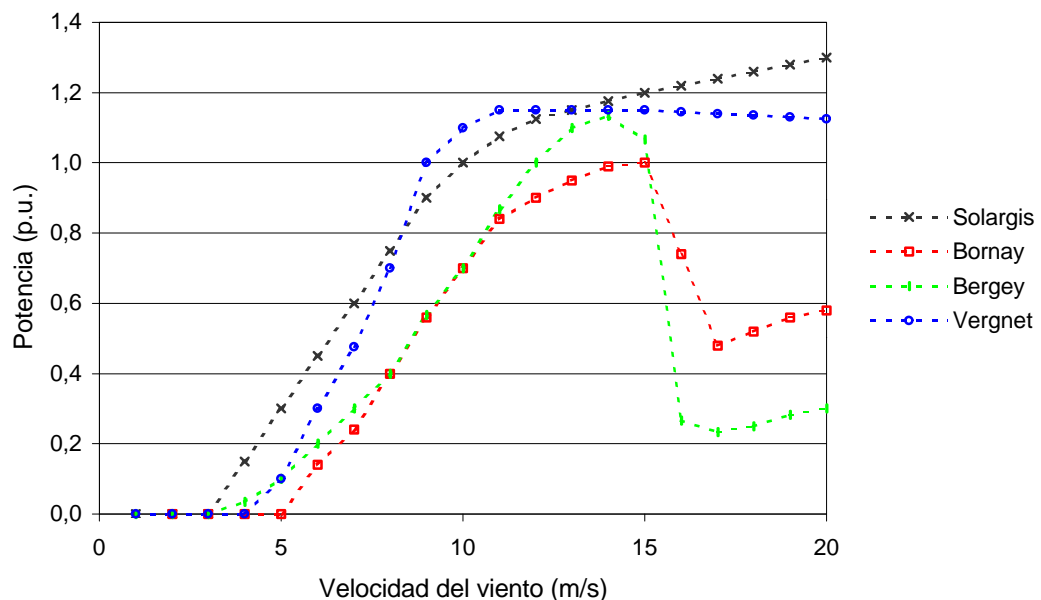
donde:

$FC_{wt}$  Factor de capacidad del sistema autónomo  
 $FC_{wt}^0$  Factor de capacidad para sistemas conectados a red  
 $\zeta_{wt}$  Factor de funcionamiento del sistema

y, por tanto:

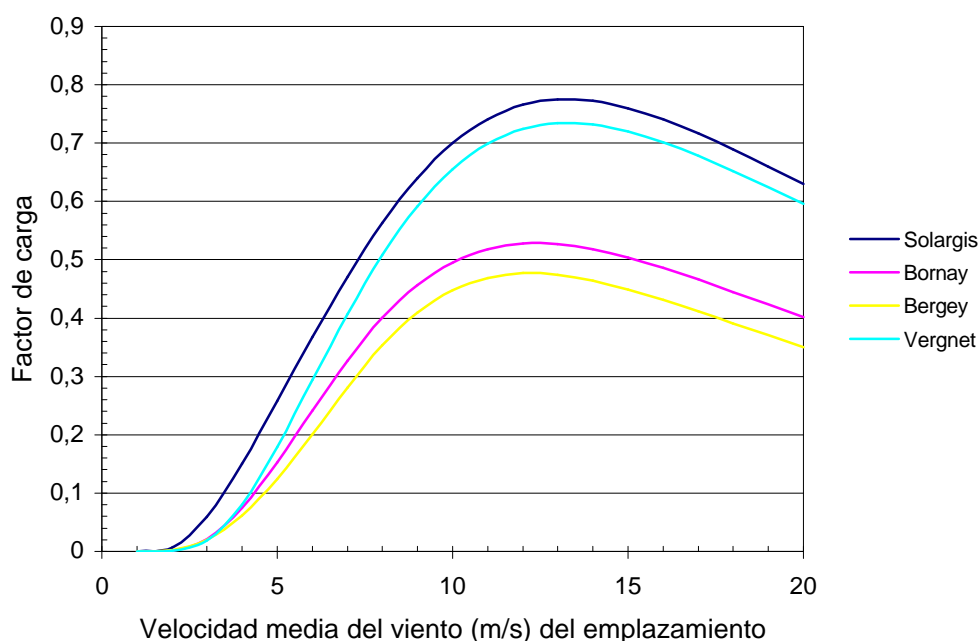
$$E_{wt} = FC_{wt} \cdot P_{wt} \cdot 8760 \quad (2.15)$$

Este cálculo se debe realizar píxel a píxel, por lo que dará lugar a un gran consumo de tiempo. Para evitar este problema se calcula el factor de capacidad máximo,  $CF^0$ , para un pequeño aerogenerador como una función de la velocidad media anual del viento, suponiendo una distribución de Rayleigh. Esto permite conocer el factor de capacidad de una turbina específica para una velocidad de viento media anual determinada. Para aplicaciones autónomas, además se debe estimar el parámetro de funcionamiento, que dependerá del dimensionado del sistema.



**Figura 2.3.** Curvas de potencia de pequeños aerogeneradores (Elaboración propia a partir de Vanderbergh, 97ª, p. 84).





**Figura 2.4.** Factor de capacidad de referencia (Elaboración propia a partir de Vanderbergh, 97<sup>a</sup>, p. 84).

Un inconveniente de este procedimiento es la dispersión en la forma de las curvas de potencia de los aerogeneradores. Por este motivo se ha realizado el cálculo del factor de capacidad para tres aerogeneradores de fabricantes distintos, seleccionando turbinas tipo y los fabricantes más significativos a escala mundial. En la figura 2.3. se muestran las curvas de potencia de los aerogeneradores considerados, junto con el considerado en Solargis (Solargis team, 96; Vandenberg, 97<sup>a</sup>, pp. 83-84). Los factores de capacidad correspondientes se muestran en la figura 2.4.

Puede observarse en dicha figura que el aerogenerador elegido en Solargis tiene un comportamiento ligeramente mejor al de los tres pequeños aerogeneradores considerados, se elige su curva para las turbinas de los sistemas eólico-diesel, en los que la potencia de los aerogeneradores es mayor y su curva de potencia está más optimizada.

Para los pequeños aerogeneradores se considera el factor de carga del Bornay ya que resulta un valor medio respecto a los otros dos aerogeneradores, Bergey y Vergnet. Con el objetivo de introducir esta curva en el programa del método propuesto en el capítulo 5 es necesario obtener un polinomio que la represente. Para evitar pérdidas de tiempo innecesarias en la operación del programa, y dado que la velocidad del viento, media anual, en una localización para una vivienda aislada no superará, en general, los 8 m/s, sólo se ajustará la primera parte de la curva obtenida, resultando:

$$FC_{wt}^0 = -0,0002V^4 + 0,0025V^3 - 0,0007V^2 - 0,0114V + 0,0101 \quad (2.16)$$

La velocidad del viento en la fórmula anterior es a la altura del buje del pequeño aerogenerador, para obtenerla a partir de la velocidad a 10 m, aplicamos la ley potencial experimental.

$$V_{wt} = V_{map} \cdot \left( \frac{H_{wt}}{H_{map}} \right)^a \quad (2.17)$$

dónde :

$H_{wt}$  = Altura del buje de la turbina eólica del sistema doméstico, en metros

$H_{map}$  = Altura a la que está medida la velocidad del viento en los datos del mapa

$V_{wt}$  = Velocidad media del viento a la altura del buje de la turbina eólica (individual), en m/s

$V_{map}$  = Velocidad media del viento, datos del mapa eólico de la zona, en m/s

Todo este proceso realizado para el pequeño aerogenerador del sistema eólico individual, es idéntico para la turbina eólica del sistema eólico diesel, sólo hay que cambiar en las expresiones anteriores “wt” por “wd”, y modificar el valor del “factor de funcionamiento”, para tener en cuenta las diferentes condiciones de la turbina en el sistema eólico-diesel.

De forma análoga al sistema fotovoltaico, una vez calculado el factor de potencia eólico se puede obtener la potencia de la instalación.

$$P_{wt} = \frac{D_{ar}}{FC_{wt} \cdot 8760} \quad (2.18)$$

### 2.3.4. FACTOR DE CAPACIDAD DE SISTEMAS DIESEL INDIVIDUALES

El factor de capacidad para una vivienda con un grupo electrógeno individual viene condicionado por la potencia de éste, ya que, como se indicó anteriormente, los equipos comerciales válidos para esta aplicación tienen una potencia mínima que es del orden de 5 kVA. Para calcular el factor de potencia del sistema diesel individual se realiza el siguiente proceso.

Primero se calcula la potencia activa en función de la aparente y el factor de potencia:

$$P_{id} = S_{id} \cdot \cos f \quad (2.19)$$

El factor de capacidad viene dado por:

$$FC_{id} = \frac{D_{ac}}{P_{id} \cdot 8760} \quad (2.20)$$

## 2.4. EL FACTOR DE CAPACIDAD DE SISTEMAS CENTRALIZADOS

### 2.4.1. SISTEMA DIESEL CENTRAL

La potencia del grupo,  $P_{cd}$ , se calcula según se indica anteriormente, en función de la potencia total de las viviendas (número de viviendas,  $N_h$ , y potencia de cada una de ellas,  $P_h$ ) y de un coeficiente de diseño,  $f_{cd}$ :

$$P_{cd} = f_{cd} \cdot N_h \cdot P_h \quad (2.21)$$

Se debe comprobar que la potencia obtenida es mayor que la demandada por la carga más de 2,5 a 3 veces la potencia del cargador de baterías, para que se que sea capaz de recuperarlas (ver punto 2.2.1.b). A partir de este valor, conociendo la demanda por píxel, el factor de carga se calcula directamente:

$$FC_{cd} = \frac{D_{a-gr}}{P_{cd} \cdot 8760} \quad (2.22)$$

### 2.3.2. SISTEMAS EÓLICO-DIESEL

Para obtener el factor de capacidad del grupo diesel se procede de la siguiente forma:

**1º)** Se calcula el factor de capacidad del aerogenerador de la misma forma que para turbina individual, es decir, por las ecuaciones 2.14, 2.15 y 2.16.

**2º)** Se determina la potencia de la turbina eólica como una fracción de la potencia del grupo diesel (como se indica en "2.2.1.d"), que es igual que la del grupo diesel central y, por tanto, viene dada por la fórmula 2.21.

**3º)** Se obtiene el factor de capacidad del grupo diesel a partir de la necesaria igualdad entre la energía que debe entregar la instalación eólico-diesel y la suma de la producida por el grupo diesel y por el aerogenerador.

$$D_{a-gr} = E_{W-wd} + E_{D-wd} \quad (2.23)$$

sustituyendo en la ecuación anterior:

$$D_{a-gr} = FC_{W-wd} \cdot P_{W-wd} \cdot 8760 + FC_{D-wd} \cdot P_{D-wd} \cdot 8760 \quad (2.24)$$

Por tanto, como  $P_{D-wd} = P_{cd}$ , el factor de capacidad del grupo diesel, de la instalación eólico-diesel, vale:

$$FC_{D-wd} = \frac{\frac{D_{a-gr}}{8760} - FC_{W-wd} \cdot P_{W-wd}}{P_{cd}} \quad (2.25)$$

## 2.5. OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS

### 2.5.1. TIPO Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE

La elección del combustible depende de su disponibilidad, su coste y la velocidad de operación (el motor de gasolina tiene una velocidad mayor).

El consumo específico de combustible es una característica de la máquina. Como para la mayor parte de las máquinas de combustión, este consumo es lineal con la carga pero no pasa a través del origen. En el estudio realizado por Notton ( Notton et al, 97, p. 2536), se pueden encontrar unas ecuaciones que expresan ese comportamiento lineal. Para grupos diesel de 1500 rpm, el consumo se encuentra generalmente entre 0,3 y 0,45 l/kWhe. Con potencias alrededor de 5 kVA se tiene un consumo de aproximadamente 0,42 l/kWhe, para potencias superiores este valor puede bajar hasta los 0,3 l/kWhe indicados. Este valor se considera válido para todo el margen de potencias de sistemas diesel centrales, aunque para potencias superiores a 50 kVA pueda caer a 0,25 l/kWhe.

### 2.5.2. AHORRO DE COMBUSTIBLE EN SISTEMAS EÓLICO-DIESEL

El ahorro de combustible de un sistema eólico-diesel respecto a un sistema sólo diesel no puede calcularse por la cantidad de kWh producidos por la turbina eólica, ya que la eficiencia del grupo diesel, como se cita en el capítulo 1, varía significativamente con la carga. En el caso considerado, como se incorpora un sistema de acumulación y se consideran valores anuales, se va a mantener la suposición anterior a pesar de contenga un cierto error. Por tanto, el combustible consumido por el sistema eólico-diesel se calcula por la fórmula:

$$co_{f-wd} = \frac{E_{D-wd}}{D_{a-gr}} \cdot co_{f-cd} \quad (2.26)$$

### 2.5.3. EMISIONES DE GRUPOS DIESEL

El contenido de los gases de escape de un grupo diesel tipo de 1500 rpm trabajando a plena carga es el descrito en la tabla 2.12.

Componente	%
Naturales del aire (99,7%)	
N <sub>2</sub>	75,7
CO <sub>2</sub>	10
H <sub>2</sub> O	8
O <sub>2</sub>	6
Otros componentes (0,3%)	
NO	0,2
NO <sub>2</sub>	0,01
CH	0,03
CO	0,05
SO <sub>2</sub>	0,01
Partículas	-

**Tabla 2.12.** Componentes de los gases de escape de un grupo electrógeno tipo (Nordin y Lindemark, 99, p. 4).

Los fabricantes tratan de disminuir las emisiones pero, desafortunadamente, este efecto es opuesto al aumento de la eficiencia (consumo de combustible en relación con la energía producida) y, por tanto, está limitado con la tecnología actual.

Los elevados valores de presión y temperatura de una máquina de combustión interna, como es el motor de un grupo diesel, conducen a elevados valores de emisiones de óxidos de nitrógeno por energía producida, del orden de 13,6 kg/MWhe (Goddard y Goddard, 93, p. 117) para un grupo de 37 kW.

Las emisiones de  $\text{SO}_x$  son función directa del contenido en azufre del combustible, que en el caso del diesel se suele situar en un 0,4% (unas diez veces mayor al contenido de la gasolina), lo que conduce a 1,18 kg/MWhe (Goddard y Goddard, 93, p. 117), prácticamente independiente de la potencia del grupo.

La producción de partículas es función directa de la eficiencia de la combustión y de la cantidad de materiales inertes en el combustible. Para un grupo diesel de 37 kW se producen del orden de 1,7 kg/MWhe (Goddard y Goddard, 93, p. 118).

La producción de  $\text{CO}_2$  depende directamente del contenido en carbono del combustible y de la eficiencia de la conversión. Los valores obtenidos, suponiendo un contenido en carbono del 87,4% en el combustible, son del orden de 0,45 kg/kWhe (Goddard y Goddard, 93, p. 118). Estas emisiones son prácticamente independientes de la potencia.

#### 2.5.4. EMISIONES DE $\text{CO}_2$ DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTE DE LA RED

Estas emisiones dependen del porcentaje de producción térmica. En España este viene dado por el año hidrológico y es del orden del 50%. Suponiendo dicho valor y considerando unas emisiones de 1 kg  $\text{CO}_2$ /kWhe (IDAE, 99, p. 9) para una central térmica de carbón, resulta un valor final de 0,5 kg de  $\text{CO}_2$ /kWhe.

## Capítulo 3. VARIABLES ECONÓMICAS

### 3.1. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE PROYECTOS

#### 3.1.1. PARÁMETROS PRINCIPALES DE MEDICIÓN DE RENTABILIDAD (Pérez de Herrasti, 97)

##### a) Valor actual neto (VAN)

El VAN se puede definir como la actualización a valor presente de los flujos futuros que va a generar el proyecto, tanto los positivos o rendimientos como los negativos o inversiones, descontados a un tipo de interés.

Si se denomina  $K_1, K_2, \dots, K_n$ , a las tasas de descuento, con relación al año anterior, para cada uno de los sucesivos períodos de tiempo (que vamos a suponer anuales),  $A$ , el desembolso inicial o tamaño de la inversión en el punto de referencia y,  $Q_j$ , al flujo neto de caja del año,  $j$ , (diferencia entre ingresos y gastos, que por comodidad se supone que se genera justamente al final del año  $j$ ), el VAN de la inversión vendrá dado por la fórmula:

$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1+K_1)} + \frac{Q_2}{(1+K_1)(1+K_2)} + \dots + \frac{Q_n}{(1+K_1)(1+K_2)\dots(1+K_n)} \quad (3.1.)$$

En el caso de que la tasa de descuento sea independiente del tiempo:  $K_1 = K_2 = \dots = K_n = K$  y los flujos de caja sean constantes,  $Q_1 = Q_2 = \dots = Q_n = Q$  la expresión resultante será:

$$VAN = -A + Q \cdot a_{nK} \quad (3.2.)$$

Donde:

$$a_{nK} = \frac{(1+K)^n - 1}{K \cdot (1+K)^n} = \frac{1 - (1+K)^{-n}}{K} \quad (3.3.)$$

Las principales conclusiones que el análisis del VAN proporciona son:

- ♦ Sólo son rentables aquellos proyectos con un VAN superior a cero
- ♦ A la hora de elegir entre dos proyectos, elegiremos aquel con el VAN superior

La dificultad del método es determinar la tasa de descuento,  $K$ . Su valor puede estimarse como una media de los siguientes parámetros:

- ♦ Tasa de interés
- ♦ Coste de oportunidad, que puede ser definido como el valor de la próxima mejor oportunidad desperdiciada en una inversión financiera dada
- ♦ Rentabilidad exigida

En general, lo más fácil es considerar la tasa de descuento similar a la tasa de interés más una cantidad extra para cubrir los riesgos del proyecto. La inflación hará disminuir el valor de las ganancias futuras, por tanto, también deberíamos estimar como va a evolucionar la inflación a lo largo de la vida del proyecto ya que la tasa de descuento debe reflejar el nivel potencial de ganancias del propietario del sistema. El porcentaje de inflación debe restarse de la tasa de rendimiento nominal del inversionista para obtener la tasa de descuento neta.

En el caso de este estudio, el valor de la tasa de descuento es crucial, además de por las razones citadas, por el hecho de que se comparan proyectos de grandes costes iniciales, como son las instalaciones de energías renovables, con proyectos de elevados costes de operación, como son los grupos diesel. Esto es debido a que valores bajos de  $K$  significan que el dinero tiene relativamente más valor en el futuro, y, por tanto, en el análisis favorecen a sistemas con grandes costes iniciales y bajos costes de operación (energías renovables); y, en cambio, con valores altos de  $K$ , el dinero actual tiene más valor que en el futuro, lo que favorece sistemas con bajos costes iniciales y altos costes de operación (grupos diesel) (García, 95, p. 11; SANDIA, 90, p. 69).

Como la tasa de descuento depende del entorno económico, depende del país, la situación económica del momento, etc. Los valores empleados en análisis energéticos, en los años 90, han sido del 5 al 6% en Estados Unidos, alrededor del 8% en Europa y del 12% en países en vías de desarrollo. En Notton (Notton et al, 97, pp. 2.534-2.537), se realiza un análisis de las tasas de descuento empleadas en 15 casos de análisis de rentabilidad de instalaciones de energías renovables.

En “Van Leuven, 84”, se aplica este método al estudio de viabilidad económica de pequeñas instalaciones eólicas. En un estudio posterior (Van Leuven y Van Den Poel, 86), se amplía el análisis considerando variables diversos parámetros (el interés, la inflación, costes de operación y mantenimiento, etc.) a lo largo de la vida del proyecto.

#### **b) Plazo de recuperación de una inversión (Período de retorno, “Payback”)**

El Payback se puede definir como el período de tiempo en el que la suma de flujos generados por el proyecto iguala la inversión inicial. A la hora de escoger el Payback como instrumento de medición de una inversión diremos que un proyecto es rechazable si su Payback es superior a un plazo determinado. Normalmente este plazo suele ser el establecido para la devolución de los capitales ajenos invertidos en el proyecto (amortización de la deuda).

No resulta un parámetro demasiado recomendable como criterio único de inversión, ya que ignora los flujos generados con posterioridad al plazo establecido. Por esta misma razón no es favorable a los proyectos de energías renovables.

#### **d) Relación beneficio-coste (B/C)**

La relación beneficio-coste nos indica la rentabilidad relativa de la inversión.

$$\frac{B}{C} \quad (3.4)$$

“B”, es el valor actualizado de todos los beneficios; y “C”, el valor actualizado de todos los costes.

Los proyectos de inversión en que la relación beneficio-coste sea mayor de 1 son viables económicamente. Si tenemos varias opciones de inversión debemos elegir el proyecto cuya relación beneficio-coste sea mayor, ya que éste será el más rentable de todos.

### **e) Conclusión**

Entre los instrumentos que se suelen utilizar para medir la viabilidad de un proyecto de inversión el más completo es el valor actual neto, ya que:

- ◆ Es el único que incorpora adecuadamente el concepto de riesgo como se describe en el punto 3.5
- ◆ Permite hacer los cálculos utilizando diversas tasas de interés de descuento para los distintos flujos de caja generados cuando así lo requiera el proyecto
- ◆ Permite comparar la rentabilidad de un proyecto con cualquier otra posible inversión alternativa y no únicamente con otro proyecto

En el caso de las instalaciones energéticas, como estos análisis son a largo plazo debido a su tiempo de vida, es imprescindible utilizar este sistema debido a la necesidad de manejar valores actualizados de los costes e ingresos.

### **3.1.2. CONDICIONES DE APLICACIÓN**

El análisis de rentabilidad de un proyecto consiste en la determinación de uno o varios parámetros de medición de rentabilidad. Este estudio trata de seleccionar la alternativa que satisface la demanda de electricidad a menor coste, para conseguir este objetivo, emplea como criterio la comparación de los parámetros de decisión de los distintos proyectos o instalaciones considerado/as. Dicha comparación debe realizarse en las siguientes condiciones (Ferrando, 93):

- El análisis debe aplicarse de forma homogénea para todas las tecnologías alternativas, desde el punto de vista del análisis en sí mismo y del escenario económico-energético utilizado
- El análisis debe realizarse incluyendo todos los costes e ingresos a lo largo de toda la vida útil de la instalación, lo que comprende desde el diseño, construcción, puesta en marcha y operación, hasta su desmantelamiento
- El resultado obtenido no debe ser separado del escenario definido ya que sólo tendrá validez en ese contexto

Estas recomendaciones se olvidan con facilidad a la hora de utilizar el coste de la unidad energética y es común comparar el resultado obtenido con el de otras tecnologías cuyos valores de costes aparecen en estudios anteriores. Esta comparación no es válida ya que los valores han sido generados con hipótesis de cálculo distintas. La validez de una comparación pasa obligatoriamente por la homogeneidad de los análisis que han producido los resultados que se contrastan.



En el caso particular de las instalaciones consideradas en este estudio, la aplicación de los criterios señalados puede presentar dificultades añadidas que deben ser tenidas en cuenta. Por ejemplo, hay que tener cuidado con las partidas incluidas en los costes de los distintos sistemas ya que, en electrificación rural con energías renovables, no es extraño que la empresa suministradora del sistema energético se encargue también de la instalación interior y del equipamiento. Por otro lado, en los costes de la extensión de red puede que no se incluya el de la red de distribución en BT debido a que será normalmente una empresa instaladora independiente de la compañía y contratada por el cliente la que aborde dicha instalación. Estas cuestiones o similares pueden distorsionar gravemente los resultados obtenidos.

El análisis de rentabilidad puede realizarse desde el punto de vista económico o del financiero. Los criterios económicos consideran los beneficios y costes absolutos de una tecnología sin tener en cuenta las particularidades locales; los criterios financieros sí tienen en cuenta estas particularidades y, por tanto, consideran en su análisis subvenciones, impuestos y precios en el mercado local de los productos. Los análisis económicos realizan un estudio más global a nivel del país, mientras que los financieros lo contemplan desde la perspectiva del usuario (García, 95, p. 10). En este estudio, dado el marco regional del mismo, se emplearán los criterios financieros.

Hay quién objeta que realizar un análisis financiero para estudiar la viabilidad de una instalación energética es un ejercicio carente de valor, comparable a analizar la rentabilidad de una instalación sanitaria u otra prestación social de primera necesidad. Desde este punto de vista, los criterios de realizar un servicio, cubrir una necesidad, prevalecen sobre cualquier otro. En el caso de este trabajo, se comparan distintos proyectos, por lo que este matiz queda suavizado, ya que lo que se pretende conseguir es una jerarquización de los mismos y no la demostración de su viabilidad en sentido global.

En todo caso, no parece adecuado establecer la viabilidad económica de una instalación de electrificación rural por los métodos habituales de análisis de rentabilidad de proyectos que se basan en comparar los beneficios obtenidos por el dinero en bolsa con los de la inversión en el proyecto. Este será normalmente el punto de partida de una empresa eléctrica que compara los costes de producción con los costes de oportunidad para decidir si aborda o no un proyecto, pero no el punto de vista del consumidor, que comparará los costes de producción de un sistema renovable con los de los precios eléctricos. Por supuesto, la inversión estatal debería buscar en estas inversiones los beneficios sociales, es decir, los costes sociales evitados (ver punto 3.3.9).

### 3.2. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Existen dos métodos básicos de evaluación económica de sistemas aislados de generación eléctrica, de forma que cualquier otro método será una variante de ellos. El primer método calcula el coste total del sistema. Puede ser empleado en el caso de comparar tecnologías que buscan satisfacer una demanda determinada y no producir más o menos energía. El segundo divide el resultado del primer método por la energía producida, es decir, calcula el coste del kWh producido a lo largo de toda la vida del sistema. Ambos métodos están basados en el "VAN" y permiten evaluar la viabilidad económica de un sistema aislado determinado y discriminar entre distintos sistemas para una aplicación concreta.

### 3.2.1. COSTE DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (SANDIA, 90)

Este análisis permite obtener una evaluación económica real ya que considera todos los costes durante toda la vida útil del sistema. Se puede representar con la siguiente fórmula:

$$CCV = I + OM + CE + R - VR \quad (3.5)$$

I: capital inicial necesario para los gastos de equipos, diseño e ingeniería del sistema y su instalación. Este coste se calcula siempre como un solo pago que ocurre en el primer año del proyecto, no importa como sea financiado.

OM: coste de mantenimiento, equivale a la suma de todos los costes anuales de mantenimiento programado y operación.

CE: coste de energía, es la suma de los costes anuales de combustible o energía (se separa del coste de mantenimiento para poder considerar la inflación de los precios de combustibles, ya que estos crecen con mayor rapidez que la inflación general).

R: coste de reemplazo de equipos durante la vida útil del sistema y también de reparación. Normalmente, estos costes ocurren en años específicos y se incluyen como una suma global en dichos años, en lugar de calcularse como un coste medio anual.

VR: el valor de recuperación, es el valor neto o de rescate del sistema en el último año del ciclo de vida útil. Se suele asignar un valor del 20% del coste original a los equipos mecánicos que pueden ser recuperados.

Debido a que en el análisis CCV se suman los costes que ocurren en distintos años, es necesario convertirlos a cantidades equivalentes en moneda de valor actual. Por este motivo, hay que emplear una tasa o tipo de descuento para convertir las cantidades a su valor actual. Como ya se ha indicado, la tasa de descuento elegida para un análisis CCV tendrá un gran impacto sobre los resultados finales. Se elegirá el proyecto con un CCV menor.

Un ejemplo de aplicación de este método a la optimización del diseño de una instalación eólica para una granja aislada (compara dos aerogeneradores de 30 kW y 40 kW respectivamente) puede encontrarse en Campanari et al, 86.

### 3.2.2. COSTE DE ELECTRIFICACIÓN EQUIVALENTE, LEC (Levelized Electricity Cost)

El coste de electrificación equivalente (en adelante, LEC), también denominado índice de la energía, puede ser definido como el coste medio anual dividido por la producción de energía eléctrica media anual prevista. También puede considerarse como los ingresos por unidad de energía eléctrica producida necesarios para recuperar el coste total del sistema durante su tiempo de vida (suponiendo que la producción de electricidad anual y el tiempo de vida, son los estimados). Permite comparar tecnologías con diferentes tipos de inversión y distintos tiempos de operación.

El LEC se expresa por:

$$LEC = \frac{CTA}{E} (\text{Euros} / \text{kWh}) \quad (3.6)$$

dónde:

- ♦ CTA (Euros) es el coste total anual del sistema.
- ♦ E (kWh) es la energía eléctrica anual producida por el sistema

Existen diversas formas de calcular este parámetro, en Johansson et al, 93, se indica el recomendado por el Departamento de Energía de Estados Unidos para sistemas fotovoltaicos. En todos los casos, "CTA", corresponde con el valor actualizado y anualizado de los costes.

La ventaja de este método es que separa claramente los parámetros económicos (actualización, inversión específica y operación y mantenimiento, representados todos ellos en el coste), de los técnicos (factor de capacidad, tiempo de reserva, etc.).

### 3.2.3. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

#### a) Análisis comparativo de costes de sistemas diesel y fotovoltaicos en electrificación rural de áreas montañosas de Argelia (Merad et al, 94)

En el estudio citado se realiza un análisis comparativo de dos sistemas, un sistema fotovoltaico de 5,5 kW<sub>p</sub> y un sistema diesel de 10 kVA, empleados para la iluminación de unas cuarenta casas. Calcula el coste medio de la energía kWh/día.casa y establece una proyección de costes sobre el tiempo de vida de los sistemas. Para el coste del sistema considera el coste actualizado del capital y no tiene en cuenta el valor de recuperación del sistema tras su ciclo de vida.

Las conclusiones que establece son que, debido a los problemas de transporte de combustible y los requerimientos de mantenimiento del equipo diesel, es preferible la alternativa fotovoltaica. El precio del kWh producido durante el primer año de explotación del sistema FV ha sido de 5,51 \$/kWh, en cambio, el coste del diesel de 0,84 \$/kWh. Pero la proyección de costes sobre el período de análisis, 20 años, conduce a los siguientes costes: fotovoltaico 0,012 \$/kWh, diesel 0,022 \$/kWh (dólares de 1990).

#### b) Comparación económica y técnica de generadores de electricidad para áreas rurales (Impero, 91)

Se trata de un programa informático que identifica el sistema de generación eléctrica (fotovoltaico, diesel o extensión de red) más conveniente y económico para una aplicación particular, basándose en condiciones de entrada como datos geográficos y meteorológicos y datos de referencia técnicos y económicos (tipo y número de usuarios, mercado y/o situaciones locales que puedan influenciar en los parámetros de decisión, etc.). Tiene en cuenta los tiempos de vida de los distintos equipos e incluye los costes de sustitución de los equipos de vida más corta.

Las evaluaciones económicas se llevan a cabo de acuerdo con el método del Valor Actual Neto (VAN), para el cual tiene en cuenta la inflación. Calcula el coste total de un sistema generador de energía eléctrica mediante la suma de los costes de capital, los costes de sustitución y los costes de operación y mantenimiento.

El modelo no tiene en cuenta la probabilidad de averías, tiempo medio entre fallos, ni tiempo medio para las reparaciones, los cuales son muy diferentes para los tres tipos de sistemas y pueden afectar a los resultados del análisis.

Los sistemas fotovoltaico y diesel se consideran individuales. La extensión de la red consiste en una línea de media tensión, que cubre la distancia principal, y una línea de distribución de baja tensión que conecta a los usuarios dentro de un área circular de radio seleccionado.

El dimensionado del sistema fotovoltaico lo realiza teniendo en cuenta diversas cuestiones como son: un factor de corrección por temperatura y un factor de corrección por degradación de los paneles, la fracción de la carga aportada por la batería y la alimentada directamente por los paneles, la carga media diaria, etc.

En el artículo indicado se hace un análisis de un caso de referencia en el que se comparan los tres sistemas para distintos consumos, número de usuarios, dispersión de los mismos y distancia a la red.

### **c) Utilización de sistemas mixtos fotovoltaico-generador auxiliar para electrificación rural: Análisis energético y económico (Sidrach y Mora, 94)**

En este trabajo se presenta el estudio realizado para optimizar, desde un punto de vista energético y económico, instalaciones fotovoltaicas con un generador auxiliar, con el fin de cubrir la demanda energética de una vivienda rural aislada. Se determina la competitividad de estos sistemas frente a instalaciones fotovoltaicas autónomas y frente a grupos diesel.

El análisis económico, para comparar las tres alternativas energéticas, se realiza determinando para cada caso el coste actualizado de la unidad energética a lo largo de la vida de la instalación, o lo que es lo mismo, el coste actual en pesetas del kWh producido por cada sistema. Tiene en cuenta el valor residual de los elementos al finalizar el período de vida de la instalación, la inflación, etc. La carga media considerada ha sido de 3 kWh. El tamaño óptimo para las instalaciones, en todas las provincias (el estudio ha sido realizado en Andalucía) se considera entre 600 y 700 Wp.

Una de las conclusiones a la que llegan los autores es que se puede diseñar una instalación mixta, con el 70 % de los  $W_p$  que serían necesarios instalar si el sistema fuera autónomo, que suministre el 90 % de la demanda energética considerada. Por otra parte, la instalación óptima, a los precios en el momento de realizar el estudio, es una instalación mixta que cubra el 30 % de la carga con energía solar fotovoltaica.

Los resultados obtenidos permiten afirmar que para las condiciones climáticas del Sur de España es posible utilizar instalaciones mixtas fotovoltaicas-generador auxiliar, más baratas que la opción fotovoltaica autónoma.

### c) Otros ejemplos

En la Comunidad de Madrid (Comunidad de Madrid, 87) se ha realizado un análisis de competitividad de las instalaciones fotovoltaicas frente a la extensión de red y a grupos electrógenos, para electrificación rural de viviendas unifamiliares y agrupaciones de viviendas aisladas. Con unos costes de tendido eléctrico y transformación, de 1.050.000 Ptas./km de línea y 800.000 Ptas. el centro de transformación; y unos costes de 2.600 a 3.500 Ptas./W<sub>p</sub> instalado (pesetas de 1984). Las conclusiones obtenidas fueron las siguientes.

- Distancia umbral de competitividad para viviendas unifamiliares de 1 km. Resultando 10 y 15 km en los casos de grupos de 6 y 12 viviendas respectivamente.
- La competitividad respecto a los grupos diesel depende fuertemente de la subida de los precios del combustible

En Jagadeesh, 84, se muestra un ejemplo de aplicación del LEC para la elección entre un sistema diesel y un eólico diesel, para suministrar energía para instalaciones aisladas en la India. Considera diversos tamaños de aerogenerador ( 6 kW y 30 kW y diversos tamaños y comportamientos de la carga). Llega a la conclusión que el sistema eólico-diesel es más rentable que la utilización de un grupo diesel únicamente.

Carsten y Gíaver, 92, emplea el LEC como método para estudiar la viabilidad de la introducción de aerogeneradores de unos 200 kW en la red local de la capital de Cabo Verde, Praia. Trata de conseguir un método estándar para este tipo de aplicaciones.

Ariza, 94 (pp. 76 – 80), realiza un estudio cronológico de los estudios de viabilidad de las instalaciones fotovoltaicas respecto a la extensión de la red. En concreto, destaca el análisis de Chambouleyron del mercado fotovoltaico en países del tercer mundo, especialmente en Brasil, basándose en la densidad de población y calculando el coste de cada opción para diversas demandas.

En Vallvé y Juan, 95, pp. 1175-1179; se describe un estudio de electrificación rural del Alt Empordà, en la que se demuestra que empleando un programa integrado que incluya ambas, extensión de red y sistemas fotovoltaicos aislados, se reducen los costes en un factor de 2.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad del Estado de Montana (Kellog et al., 98) realiza un estudio para una granja situada en un lugar aislado del centro-sur de Montana, en el que compara la extensión de red con sistemas FV, híbrido eólico-FV y únicamente eólico. Previamente realiza un dimensionado de las instalaciones, con el criterio de minimizar el coste, empleando medias horarias de la carga (supone una distribución de carga típica de una vivienda residencial), radiación y velocidad del viento. Posteriormente calcula el LEC para cada tecnología resultando la más competitiva la eólica con un LEC de \$0,23.

Un estudio de la Compañía Luz y Fuerza del Centro de México (Gutiérrez, 92) compara siete tecnologías convencionales y renovables, seleccionadas entre 19 sistemas disponibles, para la electrificación rural de una comunidad tipo. A partir de un perfil medio de carga diaria calcula el LEC de los distintos sistemas para un tiempo de vida de 25 años para todos ellos. Lo más interesante de este análisis es una recapitulación de las ventajas e inconvenientes de cada sistema.

La valoración de la viabilidad de microcentrales hidráulicas y sistemas fotovoltaicos para la electrificación rural en Kenia, ha conducido al establecimiento de los principales parámetros de los que depende el LEC de estas tecnologías. El sistema hidráulico se ha demostrado más interesante para la alimentación de comunidades cerca del recurso, dependiendo el coste del kWh de la distancia y el factor de carga de la instalación. Las instalaciones fotovoltaicas son más adecuadas para aplicaciones individuales estando su LEC determinado por la potencia instalada y el factor de carga. Para más información de este estudio consultar: "Ijumba y Wekesah, 96".

Un ejemplo de determinación del LEC de instalaciones de electrificación rural existentes, es el estudio llevado a cabo por el NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA), otros organismos energéticos y la Academia China de Ciencias de Beijing, para instalaciones realizadas en la Región Autónoma del Interior de Mongolia (Wallace y Tsuo, 97). Se analizaron 10 sistemas fotovoltaicos, 22 sistemas eólicos, 6 sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos y dos grupos electrógenos. El resultado fue favorable para los sistemas híbridos, debido a la complementariedad estacional de los recursos eólico y solar.

### 3.3. ESTRUCTURA DE COSTES

La valoración de costes incluida en este apartado corresponde a instalaciones estándar de electrificación rural en la que no existan dificultades especiales, es decir, que se presenten unas condiciones aceptables en cuanto a su ubicación y en lo relativo a las características del acceso y distancias.

Los valores correspondientes al mercado nacional se indicarán en Ptas., ya que permiten una identificación más directa. Para el análisis del mercado europeo y mundial se emplea el euro. Finalmente, los valores que se tomen para el método propuesto, se pasarán todos ellos a Euros.

Antes de analizar cada tecnología en particular se estudia la estructura de costes de las energías renovables desde un punto de vista global.

#### 3.3.1. FACTORES DEL COSTE DE LA ELECTRICIDAD "RENOVABLE"

##### **a) En relación con las fuentes convencionales**

En comparación con fuentes de energía convencionales, los costes de las energías renovables están influidos por los siguientes factores principales:

- 1) Como los mercados son todavía pequeños los costes de transacción constituyen un porcentaje muy significativo del coste total. La valoración general es que estos costes disminuirán apreciablemente cuando los mercados se incrementen (Ahmed, 94, p. 8).
- 2) La disminución de los precios debido a economía de escala y mejora tecnológica continuará en los próximos años.

- 3) Debe prestarse especial atención a la distorsión de los precios de la energía. Los planes de electrificación rural hacen competir a las energías renovables en desigualdad de condiciones respecto a la conexión a red. El soporte financiero, los incentivos en impuestos y otras facilidades de financiación deben compensar esta situación de las tecnologías renovables respecto a la tecnología nuclear y fósil.
- 4) El análisis de las inversiones debe tener en cuenta los beneficios medioambientales de estas tecnologías.

#### **b) En el caso de sistemas aislados**

El coste de la electricidad suministrada por un sistema aislado de energías renovables depende de los siguientes factores:

- El emplazamiento: El emplazamiento influye en el coste por dos cuestiones básicas:

- \* El recurso

El recurso renovable, en nuestro caso: solar o eólico, depende del punto geográfico considerado. Además, la radiación solar incidente en los paneles, y la velocidad del viento sobre un aerogenerador, determinan la cantidad de electricidad generada por un sistema específico. Por tanto, estos recursos son análogos a la cantidad de combustible disponible.

- \* El coste de transporte e instalación

Al tratarse de pequeñas inversiones, el hecho de requerir un desplazamiento puede repercutir en un incremento del coste a considerar en relación con el precio final del producto instalado (IDAE, 96 b, p. 111). Por tanto, hay tener en cuenta distancia y accesibilidad al lugar de la instalación.

- Eficiencia del sistema

Expresa el porcentaje de energía eléctrica obtenida de la energía disponible, es analizada en el capítulo 2.3. de este trabajo.

- Coste del “generador”

Se refiere al coste de los paneles fotovoltaicos y del aerogenerador. Estos costes dependen principalmente de los costes de los materiales, de la técnica particular de fabricación y del tamaño. Este coste depende de la potencia instalada y, por tanto, de las cargas a suministrar.

- Coste del resto del sistema

Incluye el coste de la estructura de soporte, acondicionamiento de potencia, dispositivos de control, cableado eléctrico, baterías, preparación del lugar, instalación y los receptores si se consideran. En gran medida estos costes dependen de los parámetros de diseño, en concreto, energía demandada y probabilidad de fallo.

- Tiempo de vida

Es necesario tomar en consideración varios factores al elegir el período de duración para efectuar un análisis de rentabilidad. El primero es la vida útil del equipo o sistema y el segundo es la vida económica, ya que debido al creciente desarrollo tecnológico el sistema puede quedar anticuado antes que termine su vida física. Esto es especialmente importante en nuevas tecnologías como es el caso de las energías renovables. En el punto 3.3.10. se trata este tema.

- Tasa de descuento

Como ya se ha citado, la característica distintiva de estas tecnologías es el alto coste de capital, coste cero de combustible y coste bajo de operación y mantenimiento.

### **c) Flujos de caja de un proyecto de electrificación rural**

El VAN de una instalación de electrificación rural está formado por la actualización de los siguientes costes e ingresos generados a lo largo de la vida de la misma:

- Inversión en el año de puesta en marcha

Como el tiempo que pasa, desde que se decide ejecutar el proyecto hasta la puesta en marcha de la instalación, es pequeño (menor a un año), basta con tener en cuenta sólo la inversión inicial según proyecto

- Costes de mantenimiento y operación

El valor de estos costes es variable dependiendo del comportamiento del usuario (en el punto A.5.3. "Aceptación social", se describen las cuestiones que debe tener en cuenta un usuario de este tipo de instalaciones). Aunque las instalaciones fotovoltaicas y eólicas autónomas tienen menores costes de mantenimiento que los grupos electrógenos, estos no deben despreciarse, como se demuestra más adelante.

- Costes de reposición

En este tipo de instalaciones estos costes afectan principalmente a la sustitución de las baterías, ya que su tiempo de vida es notablemente inferior al del resto de los equipos que configuran el sistema

- Valor residual

El valor residual de la instalación obtenido por su venta al final del tiempo de vida de la misma dependerá de la existencia de mercados para los residuos generados por su desmantelamiento y por el hecho de que algunos de estos residuos puedan tener penalizado su vertido, en todo caso, en este estudio, dado el poco valor esperado para estos conceptos, no se considera valor residual.



Al tratarse de pequeñas instalaciones, no se suele incluir el coste de desmantelamiento del sistema, ya que puede llevarlo a cabo el propio usuario y, en cualquier caso, se trata de una cantidad pequeña. No obstante, puede incluirse descontándolo del valor residual.

Otros costes a tener en cuenta son los costes indirectos (como fracción del coste de capital) y el coste del seguro (este último se suele incluir en los costes de mantenimiento). Si la instalación no es de tipo doméstico sino industrial, en el coste total se debe incluir la amortización de todos los costes iniciales (inversión, instalación, conexión, etc.).

Otro concepto que incluyen algunos autores (Ferrando, 93) son los ingresos por ahorro de energía. Este tipo de ingresos se producirá como una compensación de gastos (desde el punto de vista que la instalación renovable sustituirá o será alternativa a una convencional) y se incluye en un análisis de coste total cuya decisión de inversión vendrá definida por la consecución de un VAN mayor o igual que cero.

### 3.3.2. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Los valores aportados en este punto corresponden al análisis de estudios mundiales (Notton et al, 97) y nacionales (Balenzategui, 96), comparándolos con los datos actuales de los fabricantes y/o distribuidores de instalaciones fotovoltaicas más significativos.

#### a) Paneles fotovoltaicos

El precio de los paneles fotovoltaicos ha disminuido constantemente desde su empleo en aplicaciones terrestres. Diversos estudios (Ahmed, 94, p. 73) indican que los precios han bajado en un factor de 10 en los últimos 15 años y en un factor de 50 desde el principio de los setenta. Estas reducciones se han debido principalmente al aumento de la eficiencia de la tecnología de silicio cristalino (7-8 % en 1976 al 10-13% en 1992; Ahmed, 94, p. 73) y al efecto de la economía de escala. Además nuevas tecnologías, como la de lámina delgada, permiten procesos más automatizados que darán lugar a nuevos descensos de los precios.

Esta tendencia de disminución de precios se ha mantenido hasta la actualidad y las perspectivas de futuro son en el mismo sentido, si bien conviene precisar que el efecto de economía de escala puede romper esta continuidad con una bajada brusca cuando las fábricas lleguen a una producción superior a los 20 MW<sub>p</sub> anuales lo que les permitirá incluir una planta propia de procesamiento de silicio en lugar de tener que comprarlo, ya que uno de los principales condicionantes del precio de los módulos es el limitado volumen de fabricación (Balenzategui, 96, p.20.8).

Los precios tomados para los módulos fotovoltaicos en los estudios económicos de su implantación en áreas rurales oscilan entre 3,5 y 10 Euros/W<sub>p</sub> (Notton et al, 97, p. 2534).

Un análisis muy exhaustivo del mercado español (Balenzategui, 96, pp. 20.31-20.38), recogiendo datos de fabricantes, instaladores y distribuidores de productos fotovoltaicos en España llega a las siguientes conclusiones sobre precios medios de los módulos fotovoltaicos (valores para potencias entre 40 y 90 W):

- |                          |                            |
|--------------------------|----------------------------|
| • Silicio monocristalino | 1.365 Ptas./W <sub>p</sub> |
| • Silicio policristalino | 1.259 Ptas./W <sub>p</sub> |

Estos precios son PVP, pero el precio real suele ser inferior debido a factores como:

- Tamaño del pedido (ver IDAE, 96a, p. 89)
- Compra de toda la instalación (en lugar de elementos sueltos)
- Clientes especiales

Estos descuentos van del 5 al 20% (para pedidos superiores a 50 kW<sub>p</sub> pueden ser aún mayores) por lo que el coste medio anual quedaría:

- Silicio monocristalino 1.297 – 1.092 Ptas./W<sub>p</sub>
- Silicio policristalino 1.196 – 1.007 Ptas./W<sub>p</sub>

Se considera un precio medio para silicio monocristalino de 1.230 Ptas./W<sub>p</sub>, lo que corresponde a un descuento del 10% del precio medio indicado en el citado estudio. Aunque este precio corresponde a un estudio de 1995 no creo conveniente bajarlo, ya que contrastando su valor con precios de 1999 de tres fabricantes se observan valores en la franja de 1.550 a 1.670 Ptas./W<sub>p</sub>.

Sólo será conveniente considerar costes inferiores en el caso de considerar una implantación a gran escala de módulos, ya que, para ventas a partir de 100 módulos, los precios se reducen a la mitad, en la actualidad a unas 600 Ptas./W<sub>p</sub> (por ejemplo, la Junta de Andalucía, en su promoción de instalaciones fotovoltaicas siguió una política de este tipo, ya que la subvención estaba asociada a trabajar con unas empresas determinadas que suministraban los equipos a precios muy competitivos, BOJA, 95).

La figura 3.1. representa el resultado de un estudio del precio venta al público, por catálogo, de los paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado español en septiembre de 1999.

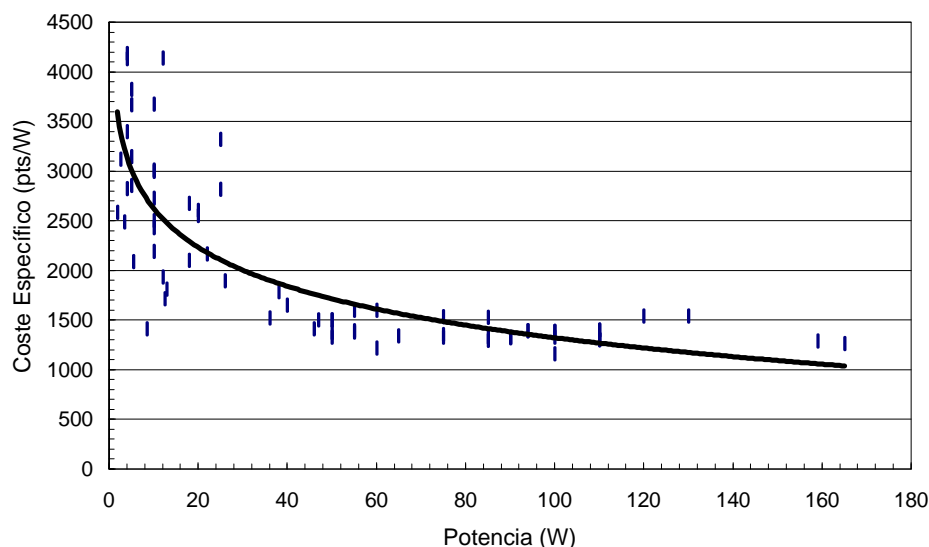
### **b) Coste de reguladores**

Los costes de los reguladores presentan valores muy dispersos, debido a que pueden tener distintos principios de funcionamiento y, además, algunos incorporan protección frente a descargas atmosféricas, sistemas de medida, etc. Un precio medio puede ser de 0,55 Euros/W<sub>g</sub> (Notton et al, 97, p. 2535).

Los reguladores empleados en electrificación rural son de complejidad baja (Balenzategui, 96, pp. 20.43-20.44), funcionan a tensiones de 12 y/o 24 V y corrientes de hasta 30 A. En el mercado español su precio oscila entre unas 5.000 y 35.000 Ptas.. según incorporen alarmas, display, protección, etc. Suponiendo una instalación de 500 W<sub>p</sub> y 10.000 Ptas. resulta un coste de 20 Ptas./W<sub>p</sub>.

### **c) Coste del soporte**

El coste de la infraestructura soporte de los módulos depende de la forma de instalarlos: sobre el tejado, en la fachada, en una estructura separada de la vivienda, etc. En electrificación rural conviene aprovechar la estructura de la vivienda como soporte para abaratar costes. En todo caso, el valor de dicha infraestructura puede estar cercano a 1 Euros/W<sub>p</sub>.



**Figura 3.1.** Variación del coste específico de los paneles fotovoltaicos del mercado español en función de su potencia (Elaboración propia, septiembre 1999).

#### d) Otros costes

Los costes de instalación se sitúan entre el 15% y el 30% de la inversión total (20% en García, 95, p. 14), dependiendo de diversos factores como las condiciones de acceso a la instalación, la dificultad de la misma, etc. Los costes de mano de obra de las instalaciones realizadas por una empresa del sector en el primer trimestre de 1999 han oscilado entre 400 – 735 Ptas./W. En estos costes no se incluyen los del soporte, aunque si su instalación, ni los de la puesta a tierra de la instalación de baja tensión que deberán considerarse en los costes de la instalación interior. El coste del material eléctrico depende del tipo de instalación y puede estar comprendido entre 50 – 125 Ptas./W (sin incluir la instalación interior de la vivienda).

El coste de transporte depende de la distancia y acceso a la instalación, para circunstancias normales, con el nivel actual de infraestructura de las empresas instaladoras, oscila entre 45 – 78 Ptas./W (estos costes se establecen por peso o por volumen según sea más favorable a la empresa de transportes). Como conclusión, para la instalación fotovoltaica, incluyendo todos los costes excepto el acumulador y el inversor, se tomarán 9000 Euros/kW<sub>p</sub> cuando se considere una sola instalación y 6000 Euros/kW<sub>p</sub> para una implantación masiva. En la tabla 3.1. se resumen los valores anteriores.

Costes	Ptas./W <sub>p</sub>	Ptas./W <sub>p</sub> (más de 100 módulos)
Módulos Si monocristalino	1.100	600
Regulador	20	20
Soporte	-	-
Material eléctrico	90	90
Transporte	60	60
Instalación	230	230
<b>Total</b>	<b>1.500</b>	<b>1.000</b>

**Tabla 3.1.** Costes de inversión de la instalación fotovoltaica, excepto acumulación e inversor.

### **e) Costes de operación y mantenimiento**

Los costes de operación y mantenimiento son generalmente bajos debido a la ausencia de partes en movimiento, pero no son despreciables y el no considerarlos es un error considerable. En todo caso, hay una gran dispersión en los valores considerados.

Hidroeléctrica Española S.A. (Pantoja et al, 92, pp. 5 - 10), con una experiencia de 85.000 horas de operación en sistemas aislados (con potencias de hasta 5 kW) estima que dicho coste está en el intervalo del 2 al 2,5% del valor de la inversión inicial. En Serveis Energètics Bàsic Autònoms (SEBA, en el punto A.5.3 del Anexo, se dan más información de esta asociación). A cada instalación paga una cantidad mensual de aproximadamente 3.000 Ptas., dependiendo de la potencia instalada, por mantenimiento y seguro (el seguro supone unas 10.000 Ptas. anuales) (Vallè y Serrasolses, 97, p. 25).

Otros estudios (Notton et al, 97, p. 2536) indican que el coste de operación y mantenimiento se sitúa entorno al 2%, esto supone, sumando a los resultados de la tabla 3.1., los costes de la batería e inversor, 350 Euros/kW<sub>p</sub>. Pero este coste se considera excesivo, por lo que se tomará el de 1.500 Ptas./mes, es decir, unos 100 Euros/kW<sub>p</sub>; que están más de acuerdo con las cifras que proponen otros autores (Johansson et al, 93), y que supone una implantación regional de estos sistemas.

Aunque en el método utilizado se consideran separadamente los costes de operación y mantenimiento de batería, inversor y del resto de la instalación, es especialmente complicado estimar estos tres costes por lo que se agrupan en el coste de mantenimiento global de la instalación, considerando coste cero para batería e inversor.

### **f) Coste de equipos eficientes**

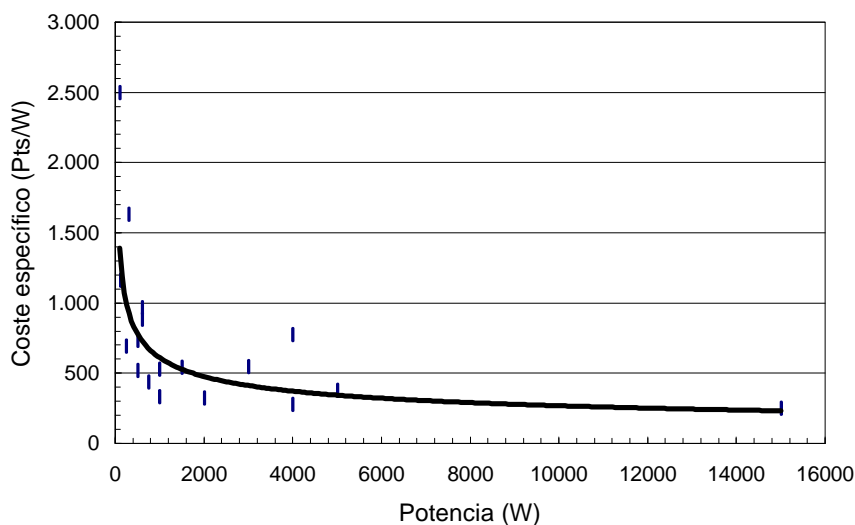
Se supone un incremento de costes del conjunto de electrodomésticos “eficientes”, necesarios para equipar una vivienda, respecto a los convencionales de entre 80.000 y 100.000 Ptas., por lo que se toma un valor final de 500 Euros.

## **3.3.3. INSTALACIONES DE PEQUEÑOS AEROGENERADORES**

### **a) Costes de inversión**

Como con otros parámetros de los pequeños aerogeneradores, hay una gran dispersión en sus precios. En la figura 3.2. se representa la evolución de los precios de aerogeneradores del mercado español en función de la potencia.

Observando dicha figura parece adecuado un coste específico de 400 Ptas./W (ver Cruz y Avia, 98, p. 15) para potencias del orden de 1000 W. Este coste medio puede ser válido hasta 5.000 W, por tanto, para todas las potencias habituales de sistemas eólicos para electrificación de una vivienda aislada. En los últimos meses (finales de 1999, primeros del 2000) se observa una disminución importante. Esto unido a que se considera la implantación de un número considerable de máquinas como corresponde a una planificación regional, puede reducir el valor anterior hasta 200 Ptas./W.



**Figura 3.2.** Precios de pequeños aerogeneradores (Fuente: elaboración propia a partir de "Cruz y Avia, 98" y precios del mercado nacional en 1999).

## b) Otros costes

El resto de los costes es similar a las instalaciones fotovoltaicas con las siguientes salvedades:

- ♦ El soporte en este caso está constituido por una pequeña torre que incrementa el coste en 110 Ptas./W (suponiendo torre de celosía con vientos y accesorios y aerogenerador de 1.000 W)
- ♦ El coste del material eléctrico es superior debido a la mayor longitud de los cables, esto puede suponer un 10% más. En este concepto se incluye la carga de disipación.
- ♦ En un aerogenerador el coste de instalación puede ser del orden del 25% más que en instalaciones fotovoltaicas

Costes	Ptas./W
Aerogenerador	400
Regulador	20
Soporte	100
Material eléctrico	90
Transporte	60
Instalación	330
<b>Total</b>	<b>1.000</b>

**Tabla 3.2.** Inversión total en la instalación eólica, excepto acumulación y acondicionamiento de potencia.

Como conclusión, para la instalación de una pequeña aeroturbina, incluyendo todos los costes excepto el acumulador y el inversor, se tomarán 6000 Euros/kW cuando se considere una sola instalación y 4000 Euros/kW para una implantación a gran escala.

### c) Costes de operación y mantenimiento

Respecto a los costes de operación y mantenimiento no hay experiencia registrada suficiente, suelen considerarse como un 2,5% del coste de inversión, es decir, 25 Ptas./W (150 Euros/kW).

#### 3.3.4. COSTE DEL GRUPO DIESEL

##### a) Inversión total en el grupo diesel

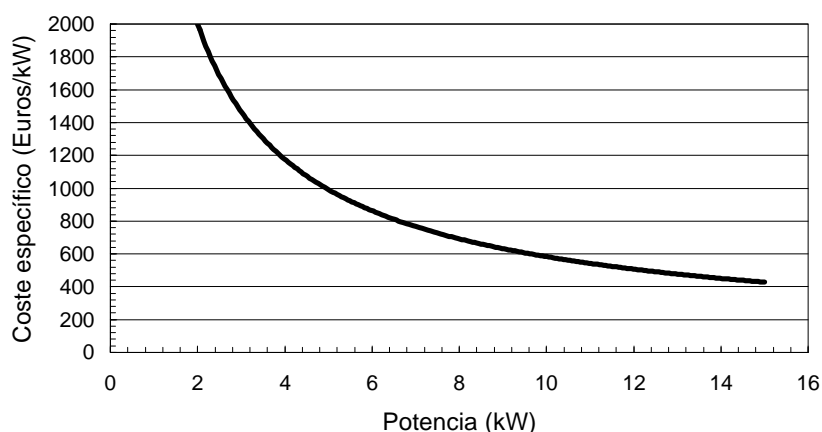
El coste por unidad de potencia, decrece con la potencia nominal, especialmente en el margen de potencias pequeñas. El análisis más completo que se ha encontrado está en Notton et al, 97, p. 2535; resultando para potencias de 5 kVA, un coste de 1000 Euros/kW para 1.500 rpm.

Además del coste del grupo electrógeno se deben considerar los correspondientes a:

- Depósito de combustible (depósito adicional de unos 500 litros para una reposición más espaciada)
- Transporte
- Instalación (incluido pequeño material)

Todos estos costes se valoran conjuntamente en 100 Euros/kW, lo que produce un coste de inversión total del grupo diesel individual de 1100 Euros/kW. Si se desea insonorizar el grupo, el coste se incrementa en unos 1800 Euros por unidad, lo que significa unos 350 Euros/kW adicionales, para las potencias citadas anteriormente.

Cuando se incrementa la potencia el coste específico disminuye considerablemente, como puede observarse en la gráfica siguiente. Para potencias superiores, del orden de 20 kVA, el coste específico es cercano a 400 Euros/kW y, para 50 kVA, desciende hasta unos 250 Euros/kW.



**Figura 3.3.** Precios de grupos diesel de 1500 rpm según estudio de Notton (Notton et al, 1997, p. 2535) del mercado europeo.

La gráfica 3.3. indica la variación del coste con la potencia para el mercado europeo, estos datos se han contrastado con los valores actuales del mercado nacional resultando ligeramente inferiores, a pesar de eso, se considerarán los datos de Notton por corresponder a un estudio global de mercado.

La estructura de costes del grupo diesel central se diferencia del diesel individual en la inclusión de los costes de materiales y construcción de una caseta para protegerlos de la intemperie, además en los costes totales habrá que considerar el de las líneas de BT La determinación del coste del sistema de generación se realiza a través de un factor de escala de los costes anteriores.

### **b) Costes de operación y mantenimiento**

El mantenimiento periódico comprende el chequeo de las baterías de arranque, el cambio de aceite, lubricante y filtros de aire y combustible. Estas operaciones deben ser realizadas para un número determinado de horas de funcionamiento o de meses de operación, lo que suceda antes.

El coste de operación y mantenimiento depende fuertemente del tiempo de operación de la máquina, ya que cuanto más trabaje, más mantenimiento será necesario (hay sustituciones, como el de filtro del gasoil y el del aire, que dependen del número de horas de funcionamiento). Esto puede tenerse en cuenta especificando el coste en relación con los kWh producidos.

Una forma habitual de presentar estos costes es como porcentaje del coste total del sistema, dando valores entre el 5% y el 20%, por las razones indicadas en el párrafo anterior. En Notton et al, 97, p. 2536, se puede encontrar un estudio comparativo de costes según la potencia y el tipo de combustible utilizado. Para 1.500 rpm los valores más habituales se encuentran entre 100 – 200 Euros/kW.año. Como en este coste influye mucho la distancia y se trata de zonas rurales se consideran 250 Euros/kW.año.

En el caso de “minired” diesel pueden disminuirse costes debido a la concentración de la operación y el mantenimiento, respecto a los diesel individuales equivalentes. En Perlack et al, 88, se encuentra un estudio comparativo de las miniredes diesel con diesel dispersos

### **c) Precio del combustible**

El precio del combustible depende del país (para ver precios de gasóleo en distintos países y años, se pueden consultar las bases estadísticas de la Agencia Internacional de la Energía; en Internet, pueden encontrarse datos, por ejemplo, en [http://www.euroshell.com/fuel\\_main.html](http://www.euroshell.com/fuel_main.html)) debido a que una parte importante de este precio corresponde a un impuesto fiscal (en España, para el gasóleo A, este impuesto supone más 50 % del precio pagado por el consumidor). Además, los precios de transporte pueden aumentar significativamente el coste total del combustible.

Por estas razones, dicho precio debe determinarse específicamente para el área de estudio. En el caso rural se supone que se tendrá acceso a gasóleo B (combustible bonificado para uso agrícola y, por tanto, más barato que el gasóleo A, pero idéntico al mismo salvo una caracterización, mediante adición de agentes trazadores y colorante rojo,

que permite distinguirlo) cuyo precio es en la actualidad, en el mercado español de 0,4 Euros/litro.

Si se emplease autogeneración se podría acceder a gasóleo C (combustible de calidad ligeramente inferior a los anteriores que puede utilizarse para las aplicaciones de estos, aunque su empleo principal es en los generadores de calor de cualquier potencia térmica (Campsa, 88, pp. 21-22 y 66-67)) que en la actualidad tiene un precio de 0,15 Euros/litro. Con lo que además de obtener un beneficio económico por menor coste del combustible se obtiene el derivado de un mayor rendimiento, ya que el rendimiento térmico-eléctrico es como mucho del orden del 38%.

La inflación para el precio del combustible se considera cero, por la gran incertidumbre de su valor a lo largo de toda la vida de la instalación. Se podría hacer una extrapolación a partir de la evolución de precios en las pasadas décadas pero, debido a que dichos precios están muy influidos por la situación económica, política, social, etc., mundial, la validez de los resultados quedaría a expensas de tales factores. Por este motivo, se toma la posición "neutra" ya indicada.

A corto plazo los grandes productores de la OPEP parecen dispuestos a permitir menores precios en la esperanza de conseguir ventajas a largo plazo. Esto produciría la disuasión de las inversiones en tecnologías para conservación de petróleo y energías alternativas (Uribe et al. 99, p. 37). Aunque los mismos autores indican a continuación, que para prevenir crisis futuras es necesario un énfasis continuado en la investigación sobre energías renovables independientemente de los precios bajos del petróleo. Moody-Stuart, presidente de la Shell (Moody-Stuart, 98, p.125) también indica que existe un claro potencial de que bajen los precios del petróleo. Sin embargo, la evolución de los precios en los últimos meses (julio, 2000) es claramente opuesta a estas previsiones.

### 3.3.5. COSTE DEL SISTEMA EÓLICO-DIESEL

#### a) Coste del sistema

Los costes de capital de un sistema eólico-diesel pueden estructurarse en los siguientes componentes:

- \* Grupo diesel
- \* Aerogenerador
- \* Acumulación
- \* Acondicionamiento de potencia
- \* Sistema de control

Los sistemas eólico-diesel, suelen ser competitivos en casos de concentración de la demanda. Por este motivo su aerogenerador será de potencias de decenas de kW en los casos generales. Para indicar el coste de estos aerogeneradores se emplea un factor de escala respecto a las pequeñas turbinas. En este estudio, por simplicidad, se considera conjuntamente el coste de inversión de la aeroturbina del grupo eólico-diesel, junto con el del sistema de control. Para turbinas a partir de 15 kW el coste total desciende a unos órdenes de magnitud de 1200 Euros/kW. Lo que supone un factor de escala de 0,2. Los costes del grupo se consideran iguales a los del sistema diesel central.



## **b) Coste de operación y mantenimiento**

Su valor es según lo indicado en los apartados correspondientes de pequeños aerogeneradores y sistemas diesel, con una reducción producida en estos últimos, por el menor número de horas de funcionamiento. Esta disminución se determina a partir del porcentaje de energía aportada por el grupo diesel.

## **c) Comparación con otros sistemas**

Existen diversos estudios que comparan económicamente los sistemas eólico-diesel con la opción de sólo diesel. Uno de ellos, realizado por Nfaoui et al (Nfaoui et al, 96), llega a la conclusión de que con factores de carga bajos los sistemas híbridos resultan más caros debido a la menor eficiencia media del diesel y a la “reducida” contribución total del sistema eólico. Este mismo estudio demuestra que el sistema híbrido puede reducir el consumo de combustible al 50%.

Un ejemplo de comparación económica entre la extensión de red y un sistema eólico-diesel, es el realizado por Mbogho et al (Mbogho et al, 96) para la comunidad de Marsabit, situada a 622 km de la capital de Kenia y a 263 km de la red eléctrica. La solución propuesta y llevada a cabo, de cuatro generadores diesel (2 x 110 kW, 120 kW y 256 kW) y una turbina eólica de 200 kW, resulta ser más económica que la extensión de red. Medidas realizadas han puesto de manifiesto que la producción eólica ha sido capaz de aportar hasta el 75 % de la demanda, durante determinados períodos de régimen de viento casi constante.

### **3.3.6. COSTE DE LA EXTENSIÓN DE RED**

#### **a) Generalidades**

La mayor parte de las personas sin acceso a red eléctrica en el mundo son habitantes de zonas rurales con bajos consumos de potencia y bajos ingresos, ya que viven en áreas rurales aisladas económica o/y geográficamente, donde la extensión de red no es rentable desde el punto de vista económico debido a las siguientes cuestiones (ver punto 1.1.):

- Necesidad de gran longitud de líneas
- Grandes pérdidas
- Cargas muy bajas
- Tarifas estándar por cuestiones sociales

Las pérdidas tienen un especial significado en países con grandes zonas rurales. En un estudio de las pérdidas de transmisión y distribución en el Estado de Karnataka, India, predominantemente rural, se estimó que estas son 2,4 veces superiores a las urbanas (Sabharwal, 90, p. 494 y Sinha y Kabdipal, 93, p. 254). Estas pérdidas producen un encarecimiento del kWh por distintos aspectos: Mayor producción para la misma carga y un incremento de la “demanda pico” y, por tanto, de la capacidad instalada.

El coste de la extensión de red crece rápidamente cuando la densidad de población decrece. En general, los costes de extensión de la red son altos, con una media a escala mundial de 900 \$ USA, por vivienda, precios de 1994 (Gabler y Beurkens, 97, p. 948). El coste medio de

conexión a red para algunos países europeos es: 10-11 kEuros/km, Grecia; 8,4 kEuros/km, Italia; y 30 kEuros/vivienda aislada, Portugal; (Hänel et al, 97).

Como consecuencia de todo lo anterior, el retorno de la inversión, para la electrificación rural basada en red, es bajo. En muchos casos los ingresos no llegan a cubrir los costes de mantenimiento de la red. Resultado de esta situación, los fondos destinados a electrificación rural han caído en el mundo en un 50% desde 1981 a 1990 y se sitúan en torno a los 7 billones de dólares (Gabler y Beurskens, 97, p. 948).

Factores que influyen en el coste de la extensión de la red (Vallvé y Juan, 95, p. 1177 y Sinha y Kandpal, 93, p. 252):

- Costes de los materiales, equipos y su instalación
- La potencia: debido a los bajos requerimientos de potencia de las áreas rurales este factor no tiene una influencia significativa en los costes.
- Tensión nominal: aunque la tensión nominal para líneas de nueva construcción debe ser de 20 kV (Norma UNE 21127), podemos encontrarnos tensiones nominales de 10 kV, 15 kV, etc.; la tensión nominal influye en la tensión para la que se diseña el aislamiento, en la aparamenta, etc.; por lo que determina también el coste total de la línea.
- Distancia: es el factor más significativo, para salvar la distancia de la red de Media Tensión al punto a suministrar, puede emplearse una línea de Baja Tensión si la longitud es de hasta 800 m; para distancias mayores debe instalarse una línea de MT.
- Nivel de demanda: por su influencia en la densidad de carga.
- Factor de carga: factores de carga bajos contribuyen significativamente a los picos de demanda diarios y estacionales.
- Usos y tipos de suelo: el uso del suelo, agrícola, forestal, etc., y el tipo del mismo, pueden influir significativamente en el coste final, incluso utilizando un equipamiento similar, debido a costes complementarios.
- Pendiente del terreno: la pendiente del terreno influye en el trazado de la línea, en los costes de instalación, etc.
- Accesibilidad: la facilidad de acceso influye en el coste de transporte e instalación de la línea.
- Climatología: la altitud y el riesgo de tormentas afectan al coste debido a su influencia en la aparamenta que debe instalarse.
- Impacto ambiental: puede aumentar el coste por la necesidad de cambiar el trazado, utilizar apoyos especiales, instalar “salvapájaros”, etc.

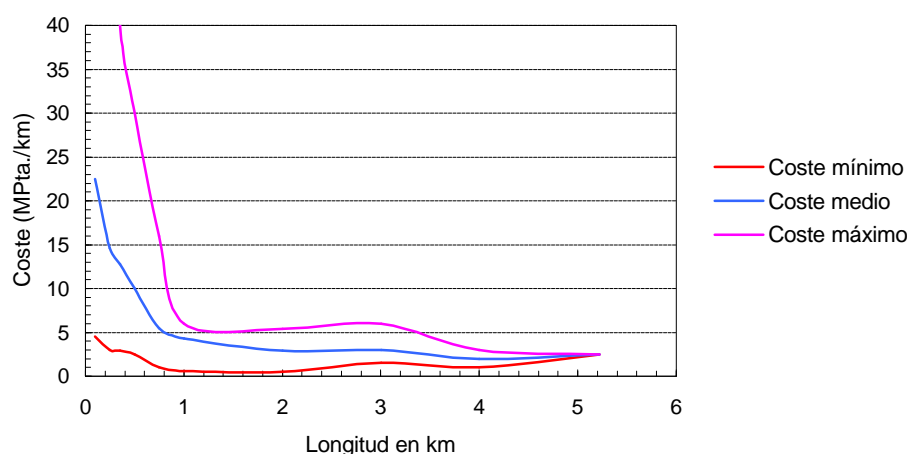
## b) Inversión en la línea de MT

El coste total puede desglosarse en coste de materiales, mano de obra y otros. Un estudio de Iberdrola (Iberdrola, 99) pone de manifiesto la gran dependencia que existe entre la longitud de la línea y su coste tal como puede apreciarse en la gráfica 3.4. Por tanto, se deberá estimar la longitud media que tomarán las líneas de media tensión de la zona de estudio para, a partir de ese valor, utilizando la gráfica citada se pueda obtener el coste medio.

Las líneas más adecuadas para electrificación rural son las de simple circuito SC/LA-56, debido a que no se emplean secciones inferiores. Los valores globales del estudio citado son:

Designación	Valor absoluto	%
Objetivos seleccionados	510	
Km conductores	299,35	
Coste total (Ptas.)	1.525.579.499,80	100,00
Materiales	541.485.886,00	35,49
Mano de obra	828.433.062,00	54,30
Costes adicionales	155.660.501,80	10,20
Longitud media (m)	586,96	
Precio medio (Ptas./km)	5.096.306,83	

**Tabla 3.3.** Valores del estudio de costes de líneas de MT SC/LA-56 (Iberdrola, 99, p. 42)



**Figura 3.4.** Variación del coste de líneas aéreas de MT -SC/LA56- año 1998 (Iberdrola, 99, p.43)

Se observa en la figura anterior que el coste medio permanece sensiblemente igual a partir de los 2 km de longitud de la línea. Para longitudes menores a 0,75 km los valores máximos y mínimos son muy dispares. De las 510 líneas ejecutadas por Iberdrola (Iberdrola, 99, p. 42) en 1998, el 80 % fueron de longitud inferior a 624 m. Se ha realizado un análisis de regresión de la curva de costes medios, estableciendo un ajuste por mínimos cuadrados a través de una ecuación potencial. La ecuación obtenida es la siguiente:

$$I_{MV} = 5,48 \cdot L_{MV}^{-0,63} \quad (3.7)$$

A continuación, por su interés, se indican las principales conclusiones de un estudio comparativo de distintas soluciones de líneas aéreas de MT realizado por UNIÓN FENOSA (UNIÓN FENOSA, 98):

- Las líneas construidas con conductores desnudos sin crucetas aislantes son las más económicas.
- La solución de crucetas aislantes tiene un coste ligeramente superior, no demasiado significativo, pero su menor ocupación las hace más económicas en zonas con precios de indemnización por permisos elevados.
- Las líneas con cable forrado resultan entre un 8 y un 15 % más caras que las tradicionales, si bien esta diferencia disminuye a medida que aumentan los precios de indemnización, además habría que tener en cuenta otros beneficios, como son las ventajas medioambientales de reducción de tala de arbolado y reducción de mortalidad de aves por contacto con la línea; y la reducción del número de faltas producidas por contacto de ramas o cortezas de árboles con la línea.

#### **c) Inversión en la línea de BT**

Los resultados del estudio de Iberdrola (Iberdrola, 99, p. 21) para BT, son que el coste medio de una red sobre postes con conductores 3x25/54,6 es de 2.593.575 Ptas./km, del cual el 68 % corresponde a mano de obra, cerca del 30 % a materiales, y el resto constituyen costes adicionales. Este coste debería aplicarse como tal si la extensión de línea es para una única vivienda o corresponde a un esquema ramificado. Si es para varias viviendas y se trata de una línea repartidora el coste debería repartirse, con lo que el valor por vivienda se disminuiría significativamente. En el estudio se tomará un valor medio de 15.000 Euros/km.

#### **d) Inversión en el CT**

El coste medio de un CTIA, con transformador de 50 kVA, es de 1.675.000 Ptas.. (valor suministrado por una empresa instaladora operativa en la zona de estudio, ver capítulo 6) incluyendo: Torre, cruceta, juego de XS, juego de cadenas de amarre con aislador U100, trafo de 50 kVA, balcón de celosía, juego de autoválvulas, pequeño material, mano de obra, transporte, dirección del proyecto e IVA. El incremento de coste que supone pasar a 100 kVA es pequeño ya que sólo es debido al mayor coste del trafo, que es de unas 60.000 Ptas.. La variación más importante que puede darse sobre el importe considerado es debida a los distintos costes que puede tener la instalación de puesta a tierra, que puede oscilar entre 50.000 Ptas.. y más de 300.000 Ptas..

El entronque con la empresa distribuidora, si es en tensión, puede elevar este coste significativamente, actualmente en 260.000 Ptas., si es en "frío" no es significativo y se incluye en la mano de obra anterior.

#### **e) Coste de operación y mantenimiento:**

Los componentes de la extensión de red son estáticos, por tanto, no sufren desgaste y no requieren mantenimiento salvo averías por caída de rayo, etc. Como excepción puede citarse a

las líneas aéreas, que al estar expuestas a la intemperie, requieren diversas tareas de revisión y mantenimiento de aparamenta como aisladores y pararrayos.

Estos costes, valorados conjuntamente, se incluyen en el coste del kWh. Este tratamiento global de estos costes, al repartirlos sobre todos los clientes, enmascara su valor real, que será mucho mayor en instalaciones rurales que en urbanas. Por este motivo, en este estudio se consideran explícitamente.

◆ Red de MT

El coste de operación y mantenimiento de la red de media tensión tiene un valor medio de 270 y 300 Euros/km.año. Este valor depende, evidentemente, del estado de la red y será mucho mayor para redes en mal estado y menor para redes recién instaladas. En cualquier caso el intervalo de valores indicado, puede considerarse como un valor medio a lo largo de toda la vida de la instalación.

◆ Red de BT

El coste de operación y mantenimiento de la red de BT se debe principalmente a costes de reemplazamiento de tramos con problemas. Salvo accidentes o defectos materiales, estas sustituciones no tienen lugar a lo largo de la vida útil de la instalación por lo que no se consideran costes por este motivo.

◆ CT

Es obligado establecer un contrato de mantenimiento el primer año, con un coste independiente de la potencia de 180 Euros. Los costes de las tareas de mantenimiento dependen de la hora (día, noche), el material a sustituir, el kilometraje, etc. A pesar de ello no se considera ningún coste debido a la probabilidad tan pequeña de que se produzcan problemas en estas instalaciones.

## f) Tarifa eléctrica

La tarifa eléctrica se desdobra en dos términos principales “potencia” y “energía”, en el cuadro siguiente se incluyen los valores en el 2000 para baja tensión.

Tarifa	Término de potencia Tp: /kW.mes	Término de energía Te: /kWh
1.0 Potencia hasta 770 W	44	9,89
2.0 General. Potencia no superior a 15 kW	242	13,73
3.0 General	224	13,10
4.0 General de larga utilización	357	11,97
B.0 Alumbrado público	0	11,47
R.0 De riegos agrícola	52	12,18

**Tabla 3.4.** Tarifas eléctricas para baja tensión en el 2000 (R.D. 2066/99, B.O.E. 31-12-99)

Estos precios han disminuido los tres últimos años y pueden sufrir más modificaciones cuando se incorpore el sector doméstico al mercado liberalizado. Para un consumo de 2000 kWh/año, y una potencia contratada de 5.500 W, el coste aproximado es de 30 Ptas./kWh (0,18 Euros/kWh).

Es posible deducir una evolución del coste de la tarifa eléctrica en función de su comportamiento en el pasado y de un escenario futuro considerado. Esto conduciría a un estudio similar de la previsión de la demanda en función de dicho escenario y de la evolución del precio del kWh. Pero dadas las peculiaridades de la electrificación rural es difícil que el grado de exactitud de la previsión de los precios y consumo eléctricos fuese suficiente. Por este motivo, como una solución de tipo neutral ya adoptada en otros estudios de electrificación rural (Munasinghe, 98, p. 10) se considera el precio real del kWh constante a lo largo del tiempo de vida considerado.

Para ver la evolución de los costes del kWh para viviendas, en varios países del mundo se puede consultar: WEC, 98a, pp. 24 y 25. En dicha referencia aparece también información sobre el porcentaje de impuestos incluidos en el precio de la electricidad para aplicaciones domésticas.

#### **f) Costes de legalización**

##### Coste de legalización de líneas de MT y CT

La legalización de una instalación de distribución conlleva una serie de trámites y documentos que son (UNIÓN FENOSA, 2000):

- Autorización administrativa de las instalaciones
- Aprobación del proyecto de ejecución
- Acta de puesta en marcha
- Declaración de utilización pública de la instalación a efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso
- Permisos propietarios, por contrato escrito, en caso de no haber acuerdo voluntario se debe seguir procedimiento expropiatorio
- Estudio de impacto ambiental si la normativa de la comunidad autónoma correspondiente así lo exige
- Licencia de obras, Licencia de funcionamiento, etc.
- Inscripción en el registro territorial
- Contrato de mantenimiento

Todo este proceso supone un coste medio de 4800 Euros/km para líneas de MT y de 600 Euros/CT, de los cuales 4200 Euros/km y 300 Euros/CT son debidos a los permisos de paso. Para las líneas de MT estos costes están incluidos en el ítem "costes adicionales" de la tabla 3.3.

##### Derechos de Acometida, Enganche y Verificación

La tarifa básica establecida en el Real Decreto 2066/99 (B.O.E. 31-12-99) establece un baremo por derechos de acometida para clientes de Baja Tensión de 2.836 Ptas./kW. Además el valor

medio promedio de las inversiones de responsabilidad desde salida de CT o red de BT es de 11.470 Ptas./kW.

Los derechos de enganche en BT hasta 10 kW son de 1.302 Ptas./cliente y de verificación de 1.153 Ptas./cliente.

Estos costes se consideran de forma global en un solo parámetro denominado derechos de acometida de valor 100 Euros/kW.

### 3.3.7. COSTE DE LA ACUMULACIÓN

La batería puede llegar al 30 % de la inversión inicial, además de ser el elemento que requiere gran parte del presupuesto de mantenimiento y reposición a lo largo de la vida del proyecto. Por este motivo, en los estudios económicos de las instalaciones fotovoltaicas es frecuente separar el coste de la batería del resto del sistema.

Existen dos tipos principales de acumuladores empleados en electrificación rural: vasos de 2V que se pueden conectar en serie hasta obtener la tensión deseada, y baterías monobloque de 12 V.

Los vasos empleados habitualmente en electrificación residencial o agrícola tienen capacidades entre los 170 Ah y 900 Ah, y el coste medio es de 47 Ptas./Ah (para 6 vasos, el coste promedio es de 282 Ptas./Ah), existiendo muy poca dispersión entre los modelos y marcas, como corresponde a un mercado bien establecido y estandarizado donde los costes varían muy poco de un suministrador a otro y donde el margen de posibles descuentos es menor, al estar los precios mucho más ajustados (Balenzategui, 96, pp. 20.39-20.42).

Las baterías monobloque presentan una dispersión mucho mayor de costes por Ah, estando su valor medio alrededor de 231 Ptas./Ah (Balenzategui, 96, p. 20.31). El margen de descuento en el mercado español puede ser del 5 al 10%.

Un análisis de los costes a escala mundial para el banco de baterías en aplicaciones rurales indica dos tendencias, la primera alrededor de 110 Euros/kWh y la segunda cercana a 200 Euros/kWh (Notton et al, 97, p. 2534). Suponiendo que los valores anteriores corresponden a baterías de 12 V, resultan 220 Ptas./Ah y 400 Ptas./Ah, por lo que la primera tendencia es la que más se acerca al mercado español. Contrastando estos datos con precios actuales ofrecidos por empresas fotovoltaicas se observa una diferencia significativa (vasos, 360 Ptas./Ah, para 12 V, baterías monobloque, 276 Ptas./Ah), quizás debida a los importantes descuentos que ofrecen estas empresas por compra de la instalación completa, etc.

Las baterías monobloque se emplean en electrificación rural en instalaciones muy pequeñas de 1 ó 2 paneles de 60 W<sub>p</sub>. Por tanto, en el estudio se consideran vasos y un precio medio para 12 V de 280 Ptas./Ah (140 Euros/kWh).

### 3.3.8. COSTE DEL ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA

El acondicionamiento de potencia depende del sistema considerado. Para el caso fotovoltaico y algunos tipos de turbinas eólicas que generan en continua, basta con un inversor que pase la

tensión continua del acumulador a la alterna de la carga. Para el resto de los casos se necesita además, un rectificador, que permita al generador de alterna cargar el acumulador electroquímico.

Se considera sólo de forma directa el coste del inversor, el coste del rectificador se toma como un 50 % del anterior. Esto supone que el tiempo de vida y la potencia instalada de ambos son iguales, lo que no se aleja excesivamente de la realidad.

El coste del inversor depende principalmente de dos factores:

- La potencia nominal: El coste específico por vatio disminuye al aumentar dicha potencia, especialmente para potencias menores a 1 kW. Las potencias utilizadas en instalaciones aisladas van desde los 100 W hasta los 3.000 W.
- Tipo de onda de salida: Semicuadrada, senoidal modificada y senoidal. En aplicaciones con pequeños motores, equipos de música, etc., es conveniente la onda senoidal. Además de esta razón, la disminución de precios de los inversores de este tipo está produciendo su expansión en electrificación rural.

Estas dos razones dan lugar a grandes diferencias en los costes para la misma potencia. El coste medio considerando las distintas tecnologías es de 135 Ptas./W (Balenzategui, 96, p. 20.46), aunque este valor no es significativo por la forma de obtenerlo. Otros estudios de precios de inversores conducen a valores muy superiores (IDAE, 96a, p. 92), entre 220 y 300 Ptas./W. Notton (Notton et al, 97, p. 2535) establece una curva de costes específicos en función de la potencia, con valores para 1.500 W de 150 - 250 Ptas./W, en el caso de onda senoidal, para el mercado francés.

Verificando los valores anteriores con precios actuales se observa una gran dispersión, con un fuerte incremento del coste específico al pasar de potencia de 1.500 W a 800 W (que son las potencias que pueden ser adecuadas para las instalaciones que se consideran). En la actualidad estos precios están cayendo, oscilando entre 80 y 120 Ptas./W. Suponiendo la utilización de 1.500 W y onda senoidal, se toma como valor 100 Ptas./W, que corresponden a 600 Euros/kW.

Como se cita anteriormente, este coste disminuye con la potencia, pero esta variación queda compensada por el hecho de que, a partir de ciertas potencias, pueda interesar la opción de colocar varios inversores en paralelo con lo que el coste específico no variará mucho respecto a lo indicado (Eyras, 96, pp. 115-119).

### 3.3.9. COSTES EXTERNOS

#### a) Introducción

Una de las barreras (en el punto A.4. del anexo, se analizan las barreras para la electrificación rural con energías renovables) para la implantación de las energías renovables es la no inclusión de los costes externos en los sistemas energéticos convencionales. La consideración de costes externos es esencial para lograr un mercado de la electricidad eficiente, y para permitir la libre competencia dentro de él, ya que de esta forma se asigna a los diferentes



agentes económicos todos los costes en los cuales incurren. En este punto se pasan a analizar dichos costes.

Los costes externos son aquellos que recaen sobre la sociedad y el medio ambiente pero que no soportan ni los productores ni los consumidores de energía. En general, el coste externo de la producción de energía basada en fuentes renovables es considerablemente inferior al de la energía convencional. Por tanto, el desarrollo de las energías renovables se vería beneficiado si se aplicara una normativa en virtud de la cual los precios de la energía reflejaran los costes totales de producción, por ejemplo, mediante un impuesto energético general con unos niveles de imposición que reflejen las externalidades del ciclo de combustible (Comisión de las Comunidades Europeas, 96, p. 24).

Una manera de introducir los costes externos en el proceso de toma de decisión es su internalización, esto es, su incorporación dentro de los precios de la electricidad. Sin embargo, esta internalización es sólo factible cuando los precios y las externalidades están expresados en las mismas unidades, es decir, en términos monetarios.

Una vez que los costes externos están incorporados, podemos analizar en la misma base los “pros y contras” de diferentes opciones de energía, cuando se intentan compaginar objetivos económicos y medioambientales. Con ello será posible comparar, por ejemplo, los beneficios medioambientales y socioeconómicos de una cierta tecnología, con los costes económicos de su implantación.

La cuantificación de los costes externos también permite determinar el nivel óptimo de las tasas o subvenciones de la energía. Por ejemplo, podemos analizar si las subvenciones dadas a las energías renovables están en concordancia con sus beneficios medioambientales (en el punto A.5 del anexo se desarrollan los aspectos medioambientales de las instalaciones fotovoltaicas y eólicas autónomas) cuando son comparadas con fuentes de energía convencionales (Linares, 96).

## **b) Cálculo de externalidades**

Hasta hace unos años la comparación entre fuentes de energía se establecía de forma cualitativa en cuadros como el de la tabla 3.5. Pero el cálculo del coste externo de un sistema en unidades monetarias es una tarea muy complicada por dos razones fundamentales:

- 1ª) Desconocimiento de la totalidad de los posibles impactos y beneficios
- 2ª) Dificultad de cuantificar, en dinero, bienes o servicios que no están en el mercado

Existen intentos de abordar la situación empleando metodologías que se basan en realizar un recuento de los impactos, al modo de un estudio de impacto ambiental o de un análisis de ciclo de vida, pero valorando los mismos “monetariamente”. Empleando la misma metodología para los distintos sistemas energéticos se tiene cierta garantía de obtener resultados válidos. Uno de los estudios más ambiciosos es el “proyecto ExternE” que emplea una metodología “abajo-arriba”, basada en una aproximación de la función de daños. Consiste en una serie de pasos lógicos, que siguen la pista del impacto desde la actividad que lo crea hasta el daño que produce, independientemente para cada impacto y

actividad considerada. Se ha llevado a cabo en 15 países de la Unión Europea dentro del contexto del programa Joule III (Foro, 98a y <http://ExternE.jrc.es>)

	ENERGÍAS FÓSILES	FISIÓN NUCLEAR	FOTO- VOLTAICA	EÓLICA
Disponibilidad limitada	no	no	sí	sí
Reducción CO <sub>2</sub>	no	sí	sí	sí
Reducción emisión de calor	no	no	sí	sí
Impacto en el paisaje	no	no	sí	sí
Evita grandes accidentes	no	no	sí	sí
Reducción costes administrativos	no	no	sí	sí
Mejora balanza de pagos	no	sí	sí	sí
Reducción conflictos internacionales	no	no	sí	sí
Aceptación social	no	no	sí	sí
Reducción costes transportes públicos	no	no	sí	sí
Creación nuevos empleos industriales	no	no	sí	sí
Promoción estructuras económicas descentralizadas	no	no	sí	sí
Aumento autonomía energética (países industrializados)	no	sí	sí	sí
Aumento autonomía energética (países en vías de desarrollo)	no	no	sí	sí
Creación de valor añadido local/zonal	sí	sí	sí	sí

**Tabla 3.5.** Comparación de costes y beneficios ambientales. (Fuente: Adaptado de Ferrando, 93, p. 20).

En Linares, 99, se revisan las metodologías de “internalización” de los costes externos en la planificación y operación de los sistemas eléctricos, proponiendo una de tipo multicriterio para la planificación integrada de los recursos eléctricos.

### **c) Externalidades de las fuentes de energía convencionales (Linares, 96)**

Los costes externos de los combustibles fósiles son causados, principalmente, por el impacto de los contaminantes atmosféricos en el calentamiento global, la salud humana, los cultivos, los bosques, los ecosistemas y los materiales.

El impacto en el calentamiento global es altamente incierto, debido a la larga escala de tiempo involucrada, la naturaleza global de los impactos, la intervención de varios factores y la incertidumbre concerniente al proceso del cambio climático en sí mismo. Sin un conocimiento científico más preciso de la aportación de la industria energética al efecto invernadero no es posible cuantificar sus costes externos.

Además del calentamiento global, los mayores impactos son aquellos causados en la salud pública, principalmente por partículas, aerosoles y ozono. La valoración de los daños en la salud es analizada normalmente usando una aproximación de la disposición para pagar con el fin de evitar daños al medio ambiente.

Los daños en los cultivos son calculados de una forma similar, aunque en este caso la valoración es un poco más fácil, ya que hay un precio de mercado para estos productos. Este no es el caso de los bosques o los ecosistemas, para los que existen muy pocas funciones dosis-respuesta y la valoración monetaria es muy difícil. El impacto en los materiales es también determinado usando funciones dosis-respuesta, estando la valoración monetaria basada en los costes de reparación.

Los resultados de ExternE para España son de 47,8 mEuros/kWh costes totales medios para el “ciclo de combustible de carbón”. En estudios anteriores de la DG XVII (Comisión de las Comunidades Europeas DG XVII, 94, pp. 51–57) los costes externos debidos a contaminación atmosférica de las centrales térmicas de carbón se estiman de 0,178 a 0,022 Euros/kWh.

Para la energía nuclear el cálculo de externalidades es mucho más difícil. No es posible una estimación exacta y fiable de los daños debido a la complejidad del proceso de recogida y almacenamiento de residuos y a los accidentes potenciales del reactor. La aversión al riesgo, las escalas de tiempo muy largas y las diferencias en la percepción de los diferentes grupos sociales no pueden ser integrados fácilmente en el marco del cálculo científico y la valoración económica. Los valores de partida para las centrales nucleares son de 0,0232 Euros/kWh. El proyecto ExternE ha rebajado este valor a 1 – 2 mEuros/kWh exceptuando los costes de reproceso.

#### **d) Externalidades de las fuentes de energía renovables**

Los costes externos de la energía fotovoltaica son debidos principalmente a la utilización de combustibles fósiles en su fabricación, transporte e instalación. Los daños de las instalaciones fotovoltaicas sólo se han calculado en Alemania y para centrales, no pequeñas instalaciones, en estas condiciones se obtienen unos valores de 1,1 – 8,1 mEuros/kWh (<http://ExternE.jrc.es>).

En cuanto a la energía eólica los principales costes son debidos a la posibilidad de accidentes. A estos costes hay que añadir los correspondientes a los conceptos considerados para las instalaciones fotovoltaicas. Los resultados para España de ExternE son de 1,8 mEuros/KWh de costes totales medios para el “ciclo de combustible eólico”.

En el caso de pequeñas instalaciones de electrificación rural se considera despreciable el coste externo de las renovables.

#### **e) Establecimiento de "ecotasas"**

Para tener en cuenta los costes anteriores la Comisión Europea propuso, en el inicio de 1990, la introducción de un impuesto compuesto de un doble tramo al 50% según afecte a la generación del kWh o de CO<sub>2</sub>, con el objeto de no favorecer la energía nuclear sobre los combustibles fósiles (Ferrando, 93, pp. 23 y 24).

Esta forma de incorporar “externalidades”, se considera una media eficaz para combatir el efecto invernadero, corrigiendo mercados y suministrando un impulso hacia un mejor comportamiento ecológico en las empresas y sociedad en general. Diez años después se sigue discutiendo sobre la forma de introducir estos impuestos en la Unión Europea, a pesar de liderar ésta su implantación a escala mundial, como lo ha defendido en las distintas conferencias internacionales sobre medio ambiente y cambio climático que han tenido lugar en esta década (para un análisis de la historia de las propuestas de la Comisión Europea sobre los impuestos energéticos ver Schlegelmilch, 98).

Las dificultades provienen de los distintos puntos de vista y diferente situación económica y medioambiental de los países miembros. Hay algunos puntos a los que se ha llegado a un cierto acuerdo, principalmente relativos a la forma en que estos impuestos energéticos deben implantarse:

- Su implantación debe ser gradual. Uno de los intentos más significativos en este sentido, que han fracasado, es la propuesta de la Comisión Europea de extender los impuestos y legislación sobre el petróleo a todos los productos energéticos (exceptuando las renovables) e incrementar estos impuestos mínimos en tres escalones 1998, 2000 y 2002.
- Estos impuestos deben ser neutrales respecto a la renta pública, es decir, no deben dar lugar a un incremento de las contribuciones, quedando compensados con incentivos y desgravaciones fiscales. En resumen, no se trata de aumentar los impuestos, sino de cambiar el sistema impositivo con el fin de proteger el medio ambiente.
- Se les debe dejar la mayor libertad posible a los productores/consumidores en la elección de evitar la contaminación ambiental o pagar por ella.

Las reticencias principales provienen de la industria intensiva en energía y de algunos países que consideran que la incorporación de estos impuestos afectará a la competitividad de sus productos (en Ferrando, 93, se analizan las repercusiones macroeconómicas de su implantación). De forma que, a pesar del apoyo general de la sociedad europea y de la mayoría de los gobiernos, el futuro es incierto.

Respecto al valor que podrían tomar estos impuestos ecológicos para la energía eléctrica, en la actualidad, es Dinamarca el que tiene cifras mayores, cerca de 0,07 Euros/kWh en 1997. En Alemania, la coalición de gobierno con “Los Verdes” ha planificado una serie de reformas fiscales, que de llevarse a cabo conducirían a unos incrementos sobre los precios pagados por los usuarios en 1998, del 5 % en gasolina y diesel, y entre el 7 y 8 % para la electricidad, en el 2005 (Schlegelmilch, 98, pp. 12 y 48).

Francia, por su parte, ha anunciado una serie de medidas para asegurar su cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kyoto sobre cambio climático y los acuerdos internos de la Unión Europea sobre el mismo. Entre estas medidas está la introducción en el 2001 de un impuesto directo sobre el carbono emitido que tendrá inicialmente un valor comprendido entre 3.750 y 5.000 Ptas./Tn, hasta llegar a 12.500 Ptas./Tn en el 2010 (Foro Nuclear, 2000, p. 7). Esta medida ha sido criticada por las industrias pesadas francesas,

pero está de acuerdo con las recomendaciones de algunos organismos internacionales, como la Agencia Internacional de la Energía, que propuso en 1998 introducir para los países de la OCDE un impuesto sobre el carbono emitido que alcanzaría unas 40.000 Ptas./Tn en el 2003.

### 3.3.10. TIEMPO DE VIDA

#### a) Paneles fotovoltaicos

Los fabricantes garantizan un tiempo de vida 20 años para los paneles fotovoltaicos. Aunque se considera que en los próximos años se pueda incrementar a 30 años, la Agencia Internacional de la Energía en 1991 ya consideraba este tiempo de vida para los paneles de silicio monocristalino (Ahmed, 94, p. 65).

#### b) Aerogenerador

Para los pequeños aerogeneradores no hay tantos datos, su tiempo de vida estará influenciado por las condiciones del viento y por el mantenimiento, además depende fuertemente del fabricante. En este estudio, para potenciar esta tecnología, se tomará un valor de 20 años.

#### c) Grupo electrógeno

La velocidad de operación está ligada al tiempo de vida del generador, cuanto mayor velocidad, más desgaste de las piezas y más se reduce el tiempo de vida. Si el grupo es empleado sólo ocasionalmente, la elección de 3000 rpm, puede ser una buena elección, pero si el generador es empleado todos los días, es más adecuada una velocidad inferior, 1500 rpm, por ejemplo, pero esto da lugar a un gran incremento del coste, del orden del 100%. El desgaste del motor está también relacionado número de arranques. Por este motivo, en el caso de electrificación rural, se añade una batería para disminuir su número.

El tiempo de vida de un grupo electrógeno se expresa en horas de funcionamiento y depende mucho de la potencia. Para grupos pequeños se tienen valores de 10.000 horas (algunos autores consideran para potencias bajas 8000 horas (Notton et al, 96, p. 381)), situándose en 25.000 para grupos mayores del orden de 25 kVA. Un valor de 10.000 horas, considerando un tiempo de funcionamiento diario de 6 horas (valor posible para electrificación rural siempre que se considere acumulación de energía), conduce a unos 5 años de tiempo de vida.

Una vez cumplidas las horas de funcionamiento de garantía quedan varias posibilidades: sustituir todo el grupo, sustituir el motor o reconstruir el motor. Las dos primeras posibilidades permiten acceder a mejoras tecnológicas y, en ese caso, se elige sustituir todo el grupo.

La opción de la reconstrucción del motor tiene la ventaja de ser más económica y está supeditada a la disponibilidad de repuestos. Será la considerada en este estudio para permitir una mayor competitividad de los sistemas con grupos electrógenos respecto al resto de tecnologías. Esta opción permite situar el tiempo de vida de un grupo electrógeno en 20 años, de forma, que, si se trata de un equipo pequeño, con un tiempo de vida de

10.000 horas debamos reconstruir el motor tres veces a lo largo de la vida de la instalación y, en el caso de un grupo mayor, una sola vez. El coste de la reconstrucción del motor se expresa como porcentaje del coste de inversión del grupo, estando entre el 10 y el 25 % de dicho valor.

#### **d) Red eléctrica**

Como ya se ha comentado, se trata de equipos estáticos, muy fiables y de los que se posee una enorme experiencia. Por todas estas razones, el tiempo de vida vendrá dado por la innovación tecnológica, más que por el deterioro de la instalación con el paso del tiempo. Se elige un valor de 30 años, que es el valor asignado a los componentes industriales más fiables.

#### **e) Acumulador**

El tiempo de vida del acumulador por baterías es difícil de determinar, ya que depende del tipo de batería, la utilización, el mantenimiento y las condiciones ambientales. Los valores tomados en la literatura al respecto van desde 3 años para instalaciones en el norte de África (Menna y Paoli, 98, p. 360) hasta 10 años, aunque existen experiencias en la que la duración real ha superado los 12 años. Los fabricantes garantizan un tiempo de vida de 7 años para las baterías estacionarias de placa plana y de 10 años para las tubulares. Como valor de partida se considera de forma muy conservadora 5 años.

#### **f) Acondicionamiento de potencia**

Estos equipos son responsables de la mayor parte de las averías de los sistemas renovables autónomos, ya que son afectados en gran medida por cuestiones como las condiciones de funcionamiento (nivel de carga), las sobretensiones, etc. Existe una mejora tecnológica continua, ligada al avance de los componentes de la electrónica de potencia, que les permite ser cada vez más eficientes y fiables. Además las instalaciones cada vez se realizan con mayor cuidado en cuanto a diseño, protecciones, etc. Se toma un valor de 20 años. En cualquier caso, valores inferiores, de incluso 10 años, no afectan a los resultados obtenidos debido a la relativamente poca influencia del coste del acondicionamiento de potencia, en el LEC del sistema.

### **3.4. CÁLCULO DEL LEC**

El método propuesto se utiliza el LEC como parámetro de comparación entre las distintas tecnologías. El cálculo de su valor será como suma de las aportaciones de los distintos subsistemas que componen una instalación tipo.

Para determinar el valor actual de los costes de inversión iniciales emplearemos el parámetro “factor de actualización”,  $\tau_i$ , calculado a partir de:

$$\tau_i = \frac{K \cdot (1 + K)^{n_i}}{(1 + K)^{n_i} - 1} \quad (3.8)$$

dónde:

$\tau_i$  = factor de actualización del sistema o componente "i"

$n_i$  = tiempo de vida del sistema o componente "i" en años

K = tasa de descuento

i = sistema fotovoltaico (pv), eólico (wt), diesel individual (id), red (gr), diesel central (cd), eólico-diesel (wd), acondicionamiento de potencia (inv), acumulador (sto).

Los costes en los que se incurre a lo largo del proyecto como los de operación y mantenimiento anuales, el coste de combustible, la tarifa eléctrica, etc., tendrán una evolución a lo largo de la vida de la instalación que dependerá de diversas circunstancias, entre ellas, la situación económica determinada por la tasa de descuento y la inflación. Por simplicidad, para estos costes se estima un valor medio que se supone constante a lo largo de todo el tiempo de vida del sistema correspondiente, despreciando el efecto de la tasa de descuento y de la inflación.

### 3.4.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

Para estos sistemas se engloba en el coste del generador los costes de material eléctrico, infraestructura de soporte, etc. Es decir, todos los componentes de la instalación, excepto el coste de inversión de la acumulación y el acondicionamiento de potencia. A continuación se describe el proceso de cálculo de cada uno de los términos de los que se compone el LEC de una instalación fotovoltaica.

#### a) Generación más "resto del sistema"

$$C_{S-pv} = \frac{t_{pv} \cdot I_{pv} + OM_{pv}}{FC_{pv} \cdot 8760} \quad (3.9)$$

#### b) Acumulación

$$C_{C-pv} = \frac{(t_c \cdot I_c + OM_c) \cdot C_{pv}}{D_{ar}} \quad (3.10)$$

#### c) Acondicionamiento de potencia

$$C_{A-i} = \frac{t_A \cdot I_A + OM_A}{FC_{Ai} \cdot 8760} \quad (3.11)$$

#### d) Equipos eficientes

$$C_{R-pv} = \frac{t_{pv} \cdot I_E}{D_{ar}} \quad (3.12)$$

#### e) LEC fotovoltaico

El coste se compone de los términos calculados anteriormente:

$$LEC_{pv} = C_{S-pv} + C_{C-pv} + C_{A-i} + C_{R-pv} \quad (3.13)$$

### 3.4.2. SISTEMA EÓLICO AUTÓNOMO

Los componentes del LEC eólico son los mismos que para el caso fotovoltaico, a continuación se expone su cálculo.

#### a) Generación más “resto del sistema”

$$C_{S-wt} = \frac{t_{wt} \cdot I_{wt} + OM_{wt}}{FC_{wt} \cdot 8760} \quad (3.14)$$

#### b) Acumulación

$$C_{C-wt} = \frac{(t_c \cdot I_c + OM_c) \cdot C_{wt}}{D_{ar}} \quad (3.15)$$

#### c) Acondicionamiento de potencia (viene dado por la ecuación 3.11)

#### d) Equipos eficientes

$$C_{R-wt} = \frac{t_{wt} \cdot I_E}{D_{ar}} \quad (3.16)$$

#### e) LEC eólico

El coste total del kWh eólico es la suma de los términos calculados anteriormente:

$$LEC_{wt} = C_{S-wt} + C_{C-wt} + C_{A-i} + C_{R-wt} \quad (3.17)$$

### 3.4.3. GRUPO DIESEL INDIVIDUAL

En este caso, suponiendo que las operaciones de operación y mantenimiento no varían en la región considerada, el LEC será el mismo para toda la región. Para el cálculo del LEC se añaden costes de combustible y costes debidos a protección medioambiental, se eliminan los costes debidos al empleo de receptores eficientes.

#### a) Generación más “resto del sistema”

$$C_{S-id} = \frac{t_{id} \cdot I_{id} + OM_{id}}{FC_{id} \cdot 8760} \quad (3.18)$$

#### b) Acumulación

$$C_{C-id} = \frac{(t_c \cdot I_c + OM_c) \cdot C_{id}}{D_{ar}} \quad (3.19)$$

#### c) Acondicionamiento de potencia (viene dado por la ecuación 3.11)



**d) Coste del combustible**

$$C_{F-id} = co_{f-id} \cdot F \quad (3.20)$$

**e) Impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>**

$$C_{O-id} = O_d \cdot P_O \quad (3.21)$$

**e) LEC diesel individual**

El coste se compone de los términos calculados anteriormente:

$$LEC_{id} = C_{S-id} + C_{C-id} + C_{A-i} + C_{F-id} + C_{O-id} \quad (3.22)$$

**3.4.4. AMPLIACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA**

El LEC es debido a los costes de la línea de MT, el CTIA, la línea de BT, acometida y tarifa eléctrica, además se incluyen los costes externos debido a emisiones de CO<sub>2</sub>.

**a) Línea de MT**

$$C_{MT} = \frac{(t_{gr} \cdot I_{MT} + OM_{MT}) \cdot L_{MT}}{D_{a-gr}} \quad (3.23)$$

**b) Centro de Transformación**

$$C_{CT} = \frac{t_{gr} \cdot I_{CT} + OM_{CT}}{D_{a-gr}} \quad (3.24)$$

**c) Línea de BT**

$$C_{BT} = \frac{(t_{gr} \cdot I_{BT} + OM_{BT}) \cdot L_{BT}}{D_{a-gr}} \quad (3.25)$$

**d) Costes de acometida**

Los costes de acometida dependen de la potencia contratada. Se pueden calcular de la forma:

$$C_{CN} = \frac{t_{gr} \cdot I_{CN} \cdot P_h}{D_{ac}} \quad (3.26)$$

**e) Tarifa eléctrica**

Se trata de incorporar el coste del kWh (ver punto “3.3.6.f”), denominado:  $C_{kWh}$

**f) Coste por emisiones de CO<sub>2</sub>**

$$C_{O-gr} = O_{gr} \cdot P_O \quad (3.27)$$

**e) LEC red**

La suma de estos términos nos permite obtener el LEC correspondiente a la instalación de ampliación de red eléctrica:

$$LEC_{gr} = C_{MT} + C_{CT} + C_{BT} + C_{CN} + C_{kWh} + C_{O-gr} \quad (3.28)$$

**3.4.5. SISTEMA DIESEL CENTRAL**

Los costes son los de un sistema diesel individual más los debidos a la existencia de una línea de BT

**a) Generación más “resto del sistema”**

$$C_{S-cd} = \frac{t_{cd} \cdot I_{cd} + OM_{cd}}{FC_{cd} \cdot 8760} \quad (3.29)$$

**b) Acumulación**

$$C_{C-cd} = \frac{(t_c \cdot I_c + OM_c) \cdot C_{cd}}{D_{a-gr}} \quad (3.30)$$

**c) Acondicionamiento de potencia**

$$C_{A-c} = \frac{t_A \cdot I_A + OM_A}{FC_{Ac} \cdot 8760} \quad (3.31)$$

**d) Línea de BT** (viene dado por la ecuación 3.25)

**e) Costes de acometida** (ecuación 3.26)

**f) Coste del combustible**

Se calcula de forma similar a los sistemas individuales, pero teniendo en cuenta que el consumo por kWh será algo menor.

$$C_{F-cd} = co_{f-cd} \cdot F \quad (3.32)$$

**g) Impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>** (ecuación 3.21)

**e) LEC diesel central**

$$LEC_{cd} = C_{S-cd} + C_{C-cd} + C_{A-c} + C_{BT} + C_{CN} + C_{F-cd} + C_{O-id} \quad (3.33)$$

### 3.4.6. SISTEMA EÓLICO-DIESEL

Este sistema consta de los mismos costes que el anterior más los costes debidos a la turbina eólica y al sistema de control adicional que se engloban en uno solo.

**a) Grupo diesel y “resto del sistema”**

$$C_{D-wd} = \frac{t_{wd} \cdot I_{D-wd} + OM_{D-wd}}{FC_{D-wd} \cdot 8760} \quad (3.34)$$

**b) Turbina eólica y sistema de control**

$$C_{W-wd} = \frac{t_{wd} \cdot I_{W-wd} + OM_{W-wd}}{FC_{W-wd} \cdot 8760} \quad (3.35)$$

**c) Acumulación**

$$C_{C-wd} = \frac{(t_c \cdot I_c + OM_c) \cdot C_{wd}}{D_{a-gr}} \quad (3.36)$$

**d) Acondicionamiento de potencia** (ecuación 3.31)

**e) Línea de BT** (ecuación 3.25)

**f) Costes de acometida** (ecuación 3.26)

**g) Coste del combustible**

Para calcular este coste hay que tener en cuenta el ahorro de combustible producido por la aportación eólica. Por tanto, a partir de la ecuación 2.26:

$$C_{F-wd} = co_{f-wd} \cdot F \quad (3.37)$$

#### h) Impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>

Como para el coste por emisiones de CO<sub>2</sub>, hay que considerar el ahorro de combustible.

$$C_{O-wd} = O_d \cdot P_o \cdot \frac{E_{D-wd}}{D_{a-gr}} \quad (3.38)$$

#### e) LEC eólico-diesel

El coste se compone de los términos calculados anteriormente:

$$LEC_{cd} = C_{D-wd} + C_{W-wd} + C_{C-wd} + C_{A-c} + C_{BT} + C_{CN} + C_{F-wd} + C_{O-wd} \quad (3.39)$$

### 3.5. INTRODUCCIÓN DEL RIESGO EN LAS DECISIONES DE INVERSIÓN: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

#### 3.5.1. CONCEPTO DE RIESGO

Cuando se habla de rentabilidad, ésta siempre viene acompañada por la falta de información: el concepto de riesgo. Por otra parte, la existencia de libre competencia obliga a que para tasas de rentabilidad mayores el riesgo también se incremente. Las fuerzas del mercado presionarán aportando una mayor oferta de inversiones en la misma línea, por lo que su precio (rentabilidad) descenderá por el incremento de la competencia.

#### 3.5.2. CONSIDERACIÓN DEL RIESGO EN EL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

La consideración del riesgo en el análisis económico de selección de inversiones puede realizarse de tres formas básicas:

- Análisis de instalaciones similares

Si se dispone de conocimiento de experiencias similares se puede eliminar el riesgo de alguna de las facetas (técnica, mercado, financiera, etc.). El problema de este método es que da resultados a medio plazo, lo que da lugar a una disponibilidad general del conocimiento de la rentabilidad y, por tanto, a una disminución de la misma. Las variables que, a pesar de las experiencias similares, sigan mostrando un comportamiento aleatorio deben analizarse con el fin de acotar el riesgo, aunque no se pueda eliminar, y por tanto cubrirlo (Ferrando, 93).

- Análisis probabilístico

Se trata de introducir una componente aleatoria en los flujos de caja, de forma que el VAN se convierta en una función de distribución de probabilidades y se puedan tomar decisiones sobre la base del valor medio y varianza de dicha función.

- Análisis de sensibilidad

Se estudia como influye en los parámetros de decisión VAN o TIR, las variaciones de los factores que no puedan ser controladas por el inversor.

De estos tres métodos, se considera el más adecuado el análisis de sensibilidad por lo que, a continuación, se trata más profundamente.

### 3.5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad se lleva a cabo fijando el valor de todos los parámetros excepto del considerado, que se hace variar alrededor de un valor central, normalmente la “mejor” estimación de ese parámetro; observando como influye en el parámetro de decisión elegido (normalmente el VAN, ya que es el más adecuado para aplicarle un análisis de sensibilidad).

Si la variación de un parámetro tiene un efecto pequeño sobre el coste, no necesitamos preocuparnos demasiado de él, pero si por el contrario tiene un gran efecto hay que tener cuidado para obtener una estimación razonablemente exacta del valor de ese parámetro. Por ejemplo, la tasa de descuento es más importante para un proyecto con una relación coste de capital-costes de mantenimiento alta, que para otro con una relación baja.

Debido a que a menudo es imposible obtener estimaciones exactas para parámetros particulares, el coste del kWh es frecuentemente expresado en términos de un intervalo de valores más que de un valor simple, para dejar más clara esa incertidumbre genuina.

El resultado de un análisis de sensibilidad se suele mostrar en un “diagrama de araña”.

Puede no ser razonable variar todos los parámetros en la misma cantidad; por ejemplo, el factor de carga podría ser conocido con bastante exactitud, mientras que el coste de capital puede que no. En estos casos, aunque el factor de carga tenga la curva más escarpada, la curva del coste de capital puede ser la más importante.

Los parámetros o factores con incertidumbre pueden ser:

- Variaciones en los flujos que genera cada concepto de ingreso o gasto: consumos, disponibilidad del recurso, disponibilidad de la instalación, etc.
- Variaciones en los índices económicos: tasa de descuento, inflación, tiempo de depreciación de la instalación, financiación, etc.
- Costes de inversión, mantenimiento, reposición, etc.
- Precio del combustible, tarifa eléctrica, impuesto ecológico, etc.

Un análisis de sensibilidad puede tener dos enfoques (Impero, 91):

- 1º. Análisis de sensibilidad de los costes de un proyecto a variaciones de los parámetros económicos y técnicos
- 2º. Análisis de sensibilidad de los costes del proyecto debido a diferentes situaciones económicas

### 3.5.4. EJEMPLOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD APLICADOS A PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

Van Leuven en su análisis de sensibilidad sobre la tasa interna de retorno de instalaciones eólicas aisladas (Van Leuven, 84, pp. 817 y 818), considera como parámetros, la velocidad del viento, el precio de combustible, la inflación de ese precio y el coste de mantenimiento.

Elser, 96, considera como parámetros para el análisis de sensibilidad del LEC de un proyecto de una instalación de agua caliente solar: el tipo de interés, la inversión, la financiación, el rendimiento energético y la amortización.

“Carsten y Gjaer, 92”, en su estudio de integración de energía eólica en una red local de Cabo Verde, tiene en cuenta para el análisis de sensibilidad sobre el LEC: el tiempo de vida, la inversión, los costes de operación y mantenimiento, la tasa de descuento, el factor de anualidad y el coste del combustible ahorrado. En un artículo posterior (Carsten y Gjaer, 93, pp. 359-362), se amplía el análisis de sensibilidad a parámetros de la carga y de la distribución de Weibull. Además, en este último estudio, se calcula el factor de sensibilidad sobre el LEC para quince parámetros técnicos y económicos.

Boyle, 96, p. 457, en un proyecto de residuos urbanos utiliza como parámetros con influencia sobre el LEC: el factor de carga, el coste de capital, el tiempo de vida y los costes de combustibles.

En un estudio del CIEMAT (CIEMAT, 96) de plantas de biomasa, se realiza un análisis de sensibilidad del LEC de una de ellas, utilizando como factores: la inversión, el precio del combustible, costes de operación y mantenimiento, costes de alquiler de los terrenos y tasa de descuento.

## CAPITULO 4. SISTEMAS DE INFORMACION GEOGRÁFICA

Este capítulo se divide en dos partes:

En la primera se describen los conceptos básicos de los Sistemas de Información Geográfica (en adelante: SIG), en general y en particular del SIG ARC/INFO que se empleará como soporte informático de la metodología. El objetivo es doble: por una parte facilitar la comprensión del método a aquéllos que no sean usuarios de SIG; y por otra, introducir los términos y conceptos que se emplearán más adelante en el desarrollo de este trabajo. Se terminará el apartado 4.1. con una justificación del empleo de un SIG como soporte de este trabajo.

En la segunda parte se describen los pasos para diseñar un proyecto SIG típico. Estos pasos o etapas se desarrollan a continuación para el SIG del método: **una herramienta de integración regional de las energías renovables en la producción descentralizada de electricidad.**

### 4.1. INTRODUCCION A LOS SISTEMAS DE INFORMACION GEOGRAFICA

#### 4.1.1. DEFINICION

Podemos entender que un SIG es un conjunto de herramientas basadas en un soporte informático que, manejando datos geográficos, permiten resolver problemas espaciales.

Dichos problemas espaciales pueden resolverse por medios “no automáticos”, pero hay tres casos en los que se hace imprescindible el empleo de SIG (Thompson, 1992).

- Problemas complejos
- Procesos repetitivos
- Necesidad de manejar gran cantidad de información

Para resolver estas situaciones existen paquetes informáticos comercializados de propósito general o específicos que se denominan SIG. Estos SIG se han generalizado a partir de la década de los 80, aunque se vienen empleando desde hace unos 30 años.

#### 4.1.2. OBJETOS GEOGRÁFICOS

##### **a) Concepto de objeto geográfico**

La información geográfica pretende la descripción del territorio. Para ello, dicho territorio (espacio geográfico) se concibe como un conjunto de elementos básicos o unidades espaciales que se denominan objetos geográficos. También se utilizan los siguientes nombres: objetos espaciales, unidades espaciales, unidades de observación, elemento, entidad, objeto, etc. (Cebrián, 92, p. 20). Nosotros emplearemos preferentemente “objeto geográfico”.

Un objeto geográfico tiene asociada información de dos tipos:

- Información espacial:

Incluye la situación y forma del objeto geográfico así como su relación espacial con otros objetos.

- Información temática:

Incluye las propiedades o características no espaciales del objeto geográfico que se denominan atributos, también: atributos descriptivos, atributos temáticos, datos temáticos o datos descriptivos.

## **b) Tipos principales de objetos geográficos**

- Punto:

Define un objeto del territorio cuyo contorno es demasiado pequeño para ser mostrado por una línea o una área.

- Línea:

Objeto geográfico de forma lineal demasiado pequeño para ser mostrado como un área.

- Área:

Es una figura cerrada cuyo límite o contorno encierra un área homogénea.

Todos los objetos geográficos tienen dimensión superficial, en el sentido de que “ocupan” un determinado espacio del territorio. La escala de representación es la que condiciona esta dimensión e incluso hace desaparecer objetos (Cebrián, 92, p. 33).

## **c) Formas de representar los objetos geográficos**

Hay dos sistemas principales de representar los objetos geográficos o, lo que es lo mismo, el territorio, según la forma de definir numéricamente la componente espacial de los objetos geográficos (Cebrián, 92, p. 21):

- Vectorial:

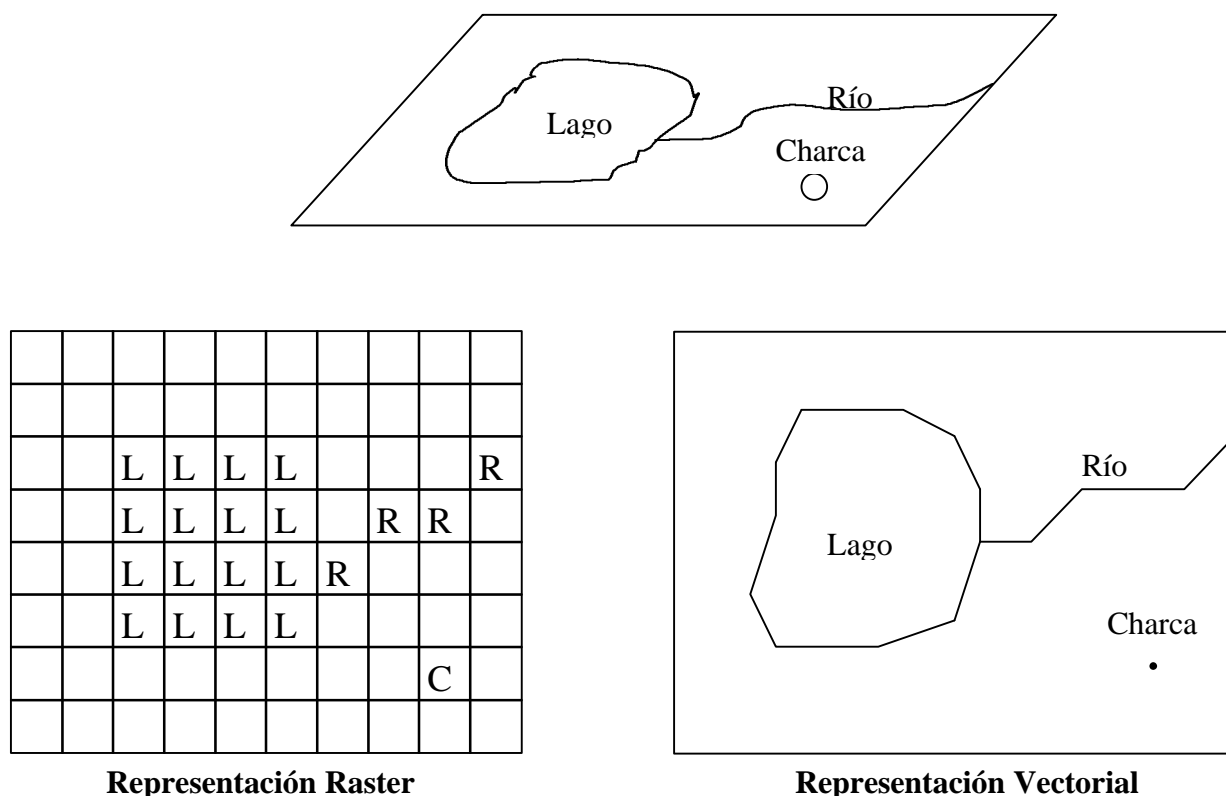
El territorio se representa a partir de la asociación de vectores, que representan las fronteras del objeto geográfico, y que se localizan en el espacio mediante las coordenadas del punto inicial y final. De esta manera, la información espacial se estructura como una lista de coordenadas asociada a cada objeto geográfico. Un punto se representa por una pareja de coordenadas x,y. Una línea como una serie ordenada de parejas de coordenadas x,y. Un área como una serie de coordenadas



x,y empezando y terminando en el mismo punto. La distinción de los objetos geográficos es explícita a través de las coordenadas que los definen. El sistema vectorial es adecuado para representar objetos geográficos que sean resultado de la intervención del hombre. Es más eficiente en procesos de búsqueda temática de objetos geográficos.

- Raster:

El territorio se representa empleando una rejilla de rectángulos regulares de igual tamaño denominados celdas o “píxeles”. La información tiene una estructura matricial, en la que cada celda o pixel tiene un valor y una localización determinados (Domínguez, 97). Un punto se representa por una celda, una línea como un grupo de celdas interconectadas y un área es representada por varias celdas adyacentes. Con esta representación no se considera de forma explícita los objetos geográficos sino que estos surgen de la ordenación espacial de los valores en la rejilla (Bosque, 92, p. 295). Es decir, la distinción de los objetos geográficos es implícita en los píxeles contiguos del mismo valor. Este sistema es adecuado para representar elementos naturales que no posean bordes marcados. Es más eficiente en procesos de búsqueda temática en puntos arbitrarios del espacio.



**Figura 4.1.** Representación raster y vectorial de objetos geográficos (Fuente: Gutiérrez y Gould, 94, p. 84).

#### **d) Relaciones espaciales entre objetos geográficos**

Los mapas representan relaciones espaciales entre objetos geográficos de forma implícita y depende del objetivo de quién diseña y/o utiliza el mapa el que se expliciten gráficamente unas relaciones espaciales u otras entre dichos objetos geográficos.

La topología es el campo de las matemáticas que estudia las relaciones de los elementos en el espacio. En nuestro caso, la topología nos permite definir explícitamente las relaciones espaciales entre objetos geográficos.

En ARC/INFO se denomina “arco” a una sucesión de líneas con una o varias características (atributos temáticos) comunes y “polígono” a la sucesión de arcos que definen un área.

Los tres conceptos principales topológicos de ARC/INFO son (ESRI, 94, p. 2-10):

- **Conectividad:**

Los puntos a lo largo de un arco se denominan vértices y definen la forma del arco. Los puntos extremos del arco se denominan “nodos”. Cada arco tiene dos nodos: un nodo inicio y un nodo final. ARC/INFO conoce que arcos están conectados a partir de los arcos que comparten un nodo.

- **Definición de área:**

Los arcos que se conectan alrededor de un área definen un polígono.

- **Proximidad:**

Cada arco tiene dirección, desde el nodo inicio al nodo final. ARC/INFO establece una lista de polígonos a la izquierda y derecha de cada arco.

En un sistema raster las relaciones topológicas son implícitas a la posición de cada pixel en la malla, al igual que la geocodificación (ver más adelante) (Comás, 1993, p. 111), y no pueden ser explícitas.

#### **4.1.3. ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOGRÁFICA EN UN SIG VECTORIAL (ESRI, 94, capítulo 2)**

##### **a) Representación informática de mapas en la computadora.**

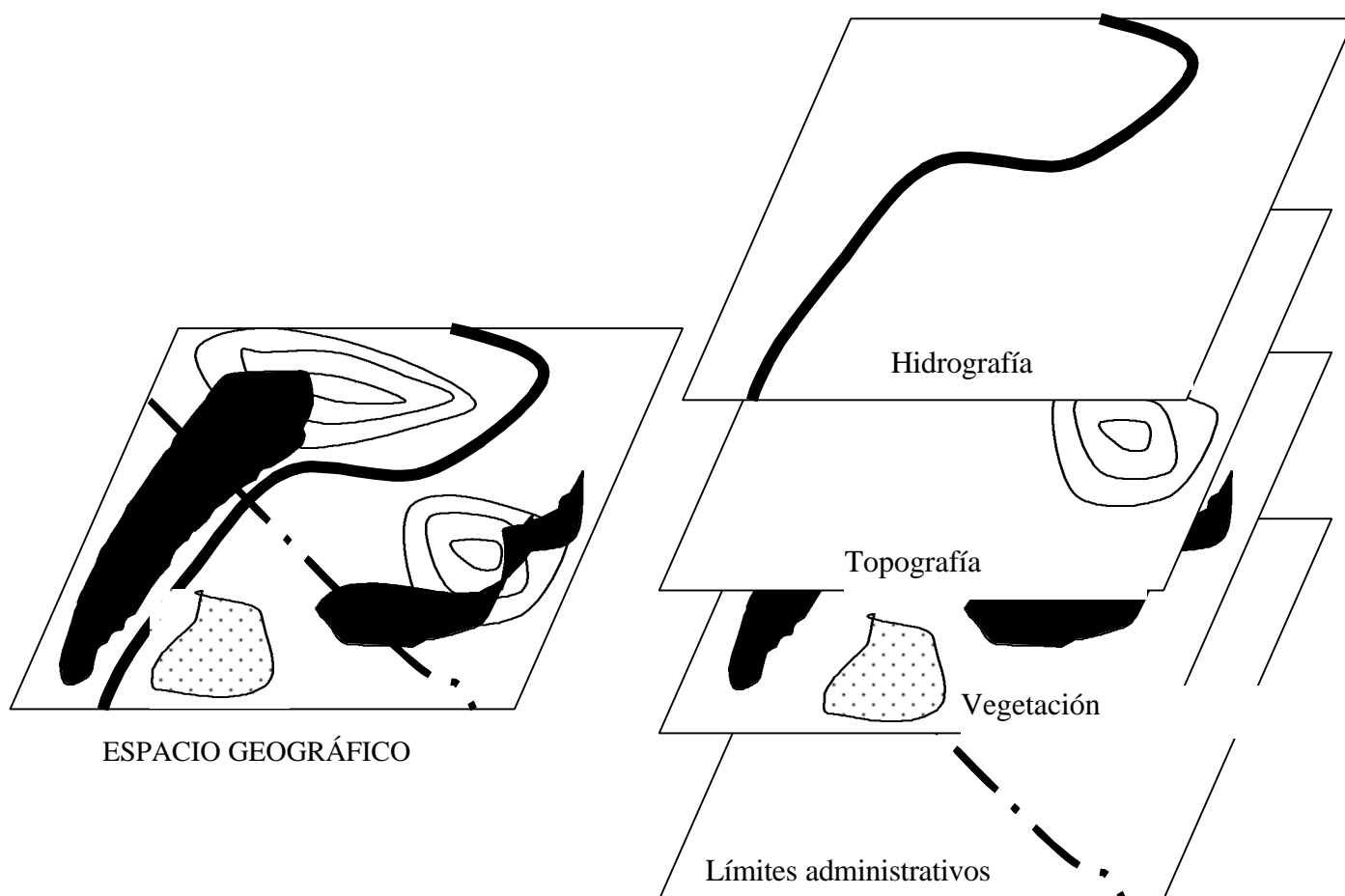
Las características de la superficie de la tierra son tratadas sobre un plano como puntos, líneas y áreas. Un sistema de coordenadas x,y se emplea para referir las posiciones del mapa a posiciones sobre la superficie de la tierra. Como se ha definido anteriormente:

- Cada punto es registrado como una posición simple x,y.
- Los arcos son registrados como una serie ordenada de coordenadas x,y.

- Las áreas son registradas como una serie de coordenadas x,y que definen arcos que encierran el área, denominándose polígonos. Las primeras y últimas coordenadas de un polígono son iguales.

Conceptualmente, estas listas de coordenadas representan como las características del mapa son almacenadas en la computadora como un conjunto de dígitos x,y. “Digitalizar” se refiere a esta automatización de los datos de un mapa. Estas coordenadas representan una posición real sobre la superficie de la tierra en un sistema de coordenadas determinado, que se denomina sistema de proyección, al proceso se le denomina: “geocodificación”. En ARC/INFO existe un módulo ARC que manipula la base de datos espacial de arcos.

### b) Organización de la información de un mapa.



**Figura 4.2.** Representación de la información geográfica en capas (Fuente: Cebrián, 92, p. 26).

Las características de un mapa están organizadas de forma lógica en capas (ver figura 4.2). En ARC/INFO las capas relativas a datos vectoriales son denominadas “coberturas” (covers), y las capas relativas a datos raster se denominan “redes” (grids). Normalmente cada cobertura tendrá un solo tipo de objeto geográfico: puntos, líneas o polígonos.

Los puntos tienen dos funciones en ARC/INFO:

- Capa de puntos:

Un punto representa una característica puntual (pozo, etc.).

- Capa de polígonos:

Un punto con etiqueta sirve para identificar cada polígono. Un punto etiqueta sirve como nexo de unión entre un polígono y sus atributos asociados.

Se denominan puntos de control (“tics” en ARC/INFO) a los puntos cuyas coordenadas reales sobre la superficie de la tierra son conocidas. Como se verá más adelante, para evitar problemas de solapamiento, etc., todas las coberturas de un mapa emplean un mismo conjunto de tics.

### **c) Representación de datos temáticos en la computadora. Base de datos temática.**

La computadora almacena información descriptiva (información temática o atributos) asociada con los objetos geográficos de un mapa de forma similar a como almacena coordenadas. Los atributos son almacenados como conjuntos de números y caracteres en hilera, según un formato predefinido, con valores para cada arco, punto o polígono. Esta información da lugar a una tabla que se denomina “Tabla de atributos de objetos geográficos” que es almacenada en un archivo de datos INFO. En esta tabla cada fila corresponde con un registro en el que se almacena un identificador del objeto geográfico y los atributos necesarios. Cada columna se corresponde con un atributo específico del objeto geográfico y se denomina “ítem”. La base de datos temática es una base de datos relacional.

### **d) Conexión entre los datos espaciales y los temáticos.**

La potencia de un SIG se encuentra en la conexión entre los datos geográficos (espaciales) y los datos tabulares (temáticos, descriptivos o de atributos). Hay tres características de esta conexión que son fundamentales (ESRI, 94, pp. 2-22 y 2-23):

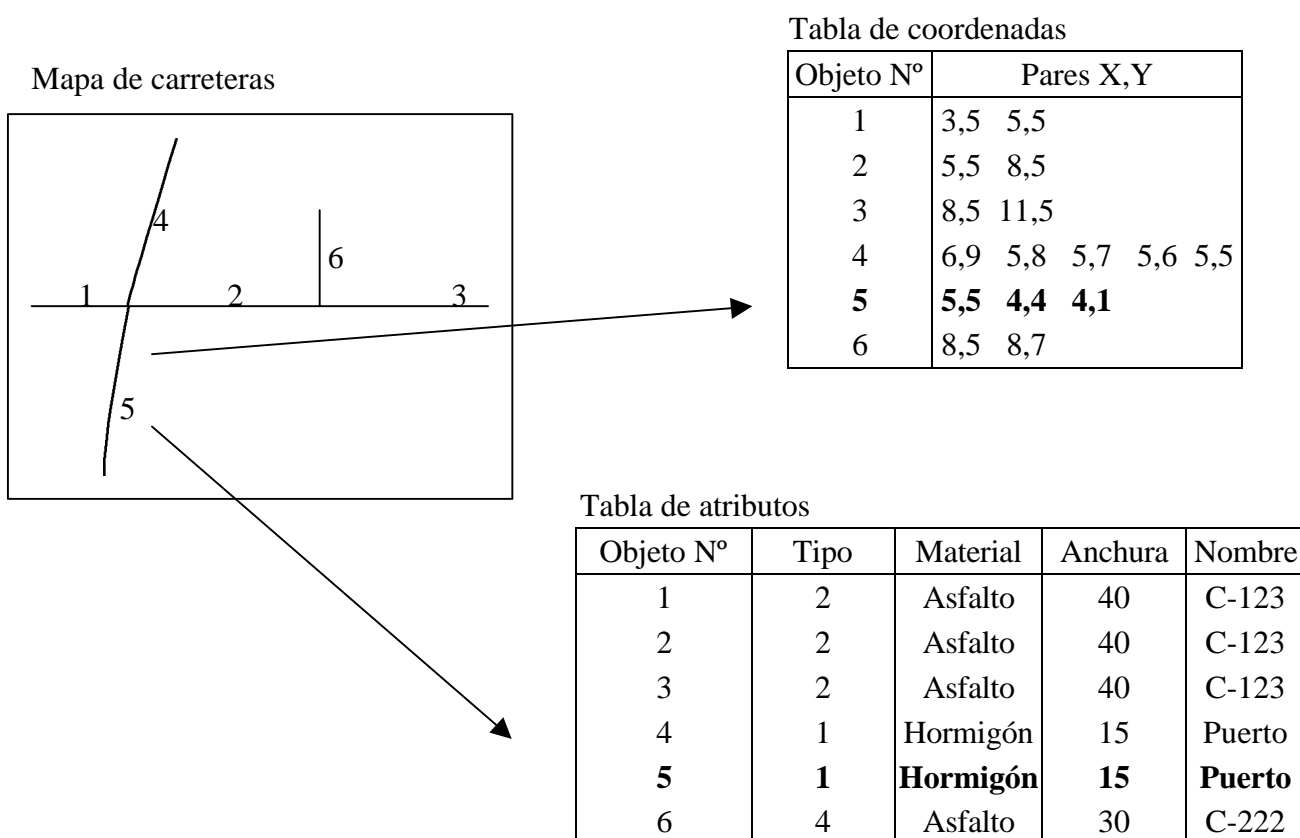
- 1) Hay una relación unívoca entre los objetos geográficos de un mapa y los registros de una o varias “tablas de atributos de objetos geográficos”.
- 2) La conexión entre el objeto geográfico y su registro es mantenida a través de un único identificador numérico asignado a cada objeto geográfico (en caso de un polígono, por el punto-etiqueta del polígono).
- 3) El identificador único es almacenado en dos lugares: en el archivo que contiene las parejas de coordenadas x,y (o sea en la base de datos espacial) y en el registro correspondiente en la “tabla de atributos de objetos geográficos” (base de datos temática o tabular).

El usuario del SIG puede acceder a la información de la base de datos tabular a través del mapa o puede crear mapas basados en la información de la base de datos tabular.

La conexión entre la base de datos espacial y la tabular se extiende a toda la tabla de atributos de forma que se pueden conectar dos tablas siempre que tengan un atributo común. Estableciendo una relación de este tipo, cada registro de una tabla es conectado al registro de otra tabla que comparta el mismo valor para un ítem común, pudiéndose obtener una única tabla que muestre los datos de las dos tablas a través de dicha relación.

En un sistema raster la separación entre datos espaciales y temáticos no existe, pues cada capa representa un único tema y cada celda contiene un sólo dato numérico (Comas, 1993, p. 111).

Además de las coberturas (covers) y las matrices (grids), ARC/INFO soporta otros modelos de datos geográficos para representar la realidad, como son los relieves (tins), redes, imágenes, dibujos en CAD y matrices de puntos (lattices) (para más información consultar ESRI, 94, capítulo 2).



**Figura 4.3.** Tablas de coordenadas y de atributos de objetos espaciales (Adaptado de: ESRI, 94, p. 2-23).

#### 4.1.4. FUNCIONES PRINCIPALES DE UN SIG

Vamos a describir los SIG a través de las funciones que realizan, y que principalmente son:

- Entrada y procesado de información
- Gestión de las bases de datos
- Análisis geográfico
- Presentación de los resultados del análisis

##### **a) Entrada y procesado de información.**

Se refiere a todos los sistemas de captura de datos, espaciales y temáticos, para ponerlos a disposición del SIG. También se incluyen funciones de edición de los datos espaciales.

##### **♦ Entrada de datos espaciales**

“Un SIG tiene una dependencia total de las fuentes de información que utilice. Por ejemplo, nunca podremos realizar una cartografía coherente a escala 1:25000 si la fuente de información es de 1:50000”. (Domínguez, 1997).

A continuación, vamos a enumerar las posibilidades que nos podemos encontrar en cuanto a la existencia o no de datos geográficos y la forma en que estos datos estén organizados, para conocer que procedimiento debemos seguir si deseamos captar la información en formato vectorial o raster.

1) No existe información del área de estudio. Debemos obtenerla por alguno de los procedimientos siguientes:

- Observación directa

Podemos introducir la información en el ordenador, por ejemplo, por el sistema COGO (Coordinate Geometry), que permite meter por teclado los datos procedentes de levantamientos topográficos.

- Extrapolación de datos

La información es generada a partir de datos existentes en posiciones cercanas al área de estudio y suele ser presentada en forma de mapas.

- Cálculo analítico

Los datos se obtienen por simulación a través de un modelo matemático, lo que suele dar lugar a matrices de salida y, por tanto, a datos en formato raster.

En estos dos últimos casos es posible introducir la información por teclado.

## 2) Mapa en formato analógico

Para datos en formato vectorial se emplea una tableta digitalizadora para pasar los datos del mapa de papel al ordenador, al proceso se le denomina “digitalización”.

Para datos en formato raster podemos llevar a cabo uno de los siguientes procesos:

- Digitalización raster manual

Se superpone al mapa analógico fuente una cuadrícula con la estructura de la rejilla considerada y se codifica cada uno de los píxeles con un número según la información contenida en él.

- Digitalización raster automática

Se realiza mediante escáner.

- Rasterización de datos en formato vectorial

Se denomina así al proceso de conversión de datos de formato vectorial a formato raster. Primero se pasa del mapa de papel al mapa digital en formato vectorial a través de una tableta digitalizadora. Después se convierte los datos en formato vectorial a formato raster a través de un software el que disponen los SIG.

## 3) Mapa en formato digital

Según el formato puede utilizarse directamente el documento o emplear algún sistema de cambio de formato. Suelen recogerse en formato raster y suelen ser fáciles de utilizar, únicamente hay que realizar una corrección geométrica. La conversión de raster a vectorial es problemática.

### ◆ Edición de datos espaciales.

Cualquiera que sea el proceso de entrada de datos espaciales hay que asegurar que la capa (cobertura para ARC/INFO) digitalizada esté libre de errores. Para ello los SIG realizan distintos procesos, que en el caso de ARC/INFO consisten en los siguientes:

#### 1) Construir topología

En ARC/INFO los polígonos de una cobertura no existen hasta que no se crea la topología de dicha cobertura. Además, la topología hace explícita las relaciones espaciales entre los objetos geográficos dentro de la cobertura, lo que dará lugar a que aparezcan los errores existentes. En ARC/INFO la topología se construye por la formación de una “Tabla de atributos de objetos geográficos” que se almacena en un archivo INFO. Esta tabla contiene información distinta según que los objetos geográficos sean polígonos o líneas. En el caso de los polígonos la tabla contiene los siguientes ítems: Área, perímetro, cobertura e identificador del objeto geográfico.

En el caso de líneas: nodo inicio, nodo final, polígono a la izquierda, polígono a la derecha, longitud, cobertura e identificador del objeto geográfico. La tabla relativa a los puntos tiene los mismos ítems que la de polígonos.

La estructuración topológica sólo existe en los sistemas vectoriales. En los sistemas raster la topología está implícita en la posición y vecindad de los puntos dentro de la malla (Comas, 1993, p. 68).

Columna de datos			
AREA	PERIMETER	Cover#	Cover-ID
-21.285	18.943	1	0
2.041	12.500	2	61
2.514	13.523	3	60
0.727	4.367	4	62
13.419	42.764	5	59
0.174	2.877	6	76
.....	.....	.....	.....
.....	.....	.....	.....

Fila de datos

Registro para cada objeto

Valores de los ítems y atributos

**Tabla 4.1.** Tabla de atributos de objetos espaciales creada por la construcción de la topología. (Fuente: ESRI, 94, p. 5-8).

## 2) Identificar errores

Los SIG cuentan con sistemas automáticos de detección de errores. Éstos también pueden detectarse comparando el mapa fuente con la cobertura digitalizada. En ESRI, 94, p. 5-64, puede consultarse una tabla con los errores potenciales de ARC/INFO.

## 3) Corrección de errores

Consiste en añadir datos perdidos y reemplazar datos incorrectos.

## 4) Reconstruir topología

La corrección de errores generalmente da lugar a la modificación de los objetos geográficos, lo que produce la alteración de la topología de la cobertura. Debido a esto, debemos de reconstruir la topología para restablecer las relaciones espaciales. Después de reconstruir la topología hay que volver al paso “2” para chequear errores que permanezcan y, si hay alguno, volver a repetir todo el proceso.

### ♦ Entrada de datos temáticos.

La información de tipo descriptivo se introducirá por teclado, salvo que se disponga de ella en formato digital, importándose directamente si el formato de los archivos



es el mismo que la base de datos relacional del SIG, o en caso contrario, convirtiéndolos previamente a ese formato.

En el caso de ARC/INFO, el proceso descrito en el párrafo anterior se traduce en crear un archivo INFO, definir los nuevos ítems (uno de esos ítems será el identificador del objeto geográfico que permita conectar esta tabla con la tabla de atributos de objetos geográficos surgida de la topología y, por supuesto, con el objeto geográfico en la cobertura correspondiente) e introducir sus valores o pasarlos de otro archivo al archivo INFO definido.

## **b) Gestión de las bases de datos**

Incluye tareas como poner los datos espaciales en coordenadas reales, unir coberturas contiguas y mantener la base de datos.

Como se ha indicado los objetos geográficos que representan datos temáticos diferentes se almacenan en coberturas separadas o capas. Estas capas temáticas tienen una estructura vertical. Además, para facilitar la automatización y actualización de los datos las coberturas son divididas espacialmente, en un conjunto de coberturas contiguas o adyacentes como hojas de un mapa, formando una estructura horizontal. Para el análisis y representación de los datos estas coberturas adyacentes deben ser unidas. Para el análisis espacial las coberturas separadas en capas temáticas deben interrelacionarse. Para todos estos procesos las coberturas deben estar en el mismo sistema real de coordenadas.

La forma de realizar estas tareas en un SIG se basa en el empleo de puntos de control, denominados “tics”, que representan posiciones sobre la superficie de la tierra cuyas coordenadas reales son conocidas.

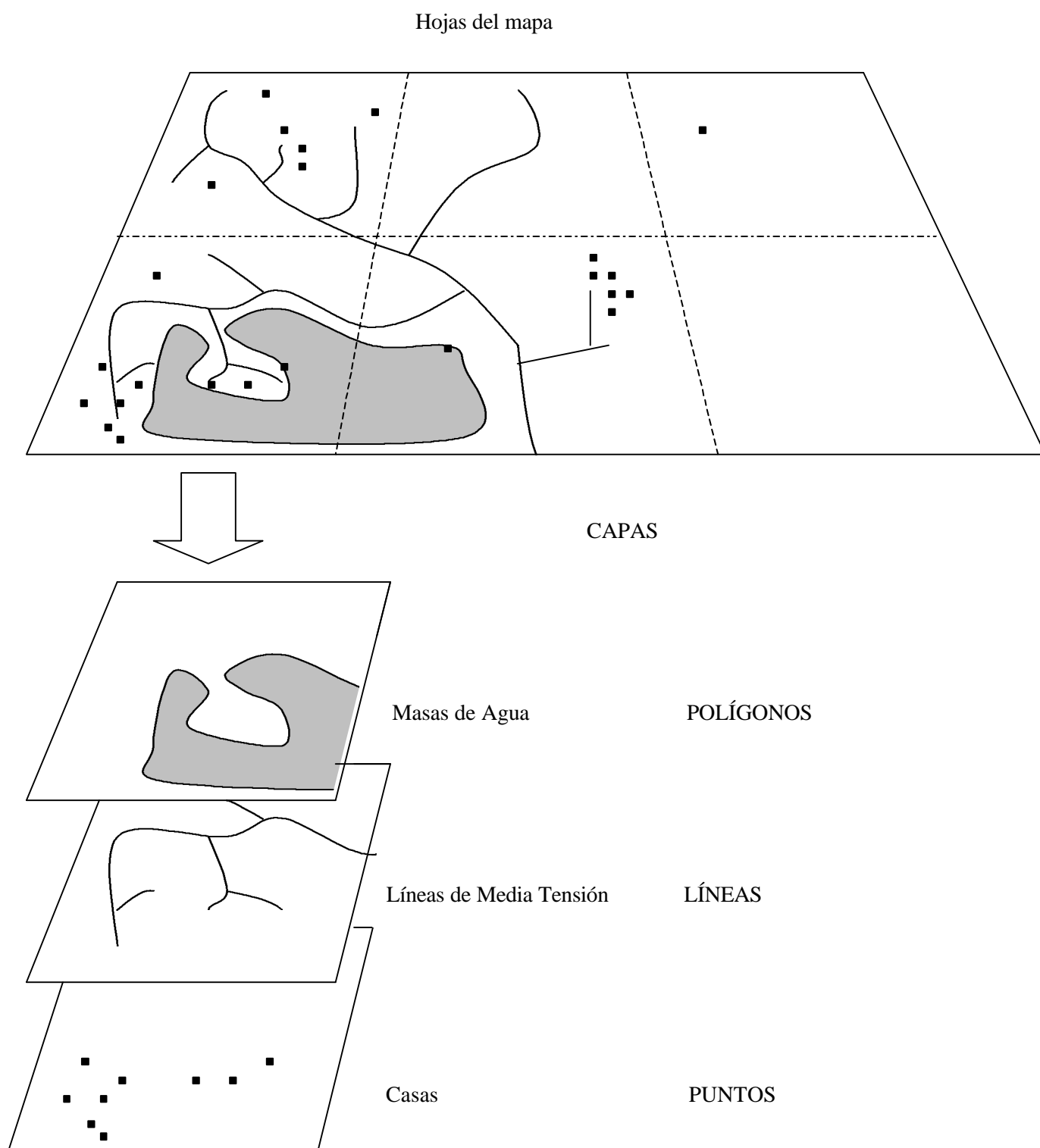
Todo SIG dispone de funciones de transformación de coordenadas, de varios sistemas de proyección de la superficie de la tierra, entre sí. Para realizar esta transformación el SIG necesita conocer las coordenadas reales de los tics y el sistema de coordenadas en que esté el mapa (los tics deben de estar en el mismo sistema de coordenadas que el resto del mapa).

Antes de la etapa de digitalización se establecen tics para el área de estudio. Una vez que un mapa es digitalizado, los tics permiten a todos los objetos geográficos de una cobertura ser representados en un sistema de coordenadas común.

En la estructuración horizontal de coberturas, para la unión de coberturas adyacentes, se utilizan los tics, ya que registrando estas posiciones comunes para cada hoja del mapa suministramos una referencia común para cada cobertura.

En la estructura vertical de coberturas, para relacionar las distintas capas temáticas sin problemas, lo que se hace es emplear los mismos tics para todas las capas.

En definitiva empleando los mismos tics y el mismo sistema de proyección para las distintas coberturas se asegura el control geográfico del área de estudio.



**Figura 4.4.** Estructuración vertical y horizontal de la información en un SIG. (Fuente: adaptada de ESRI, 94, p. 2-16).

### **c) Análisis geográfico**

Se refiere a las herramientas que permiten el análisis de los datos, con el objetivo de extraer información ya existente o de generar nuevos datos.

El análisis geográfico a realizar dependerá del objetivo que se persiga en una aplicación concreta. Los tipos de análisis a realizar pueden clasificarse de forma general en análisis espaciales y análisis tabulares.

#### **♦ Análisis espacial.**

El análisis espacial se basa en las relaciones topológicas entre los objetos geográficos. Es la función más característica de un SIG, incluye tareas de medidas espaciales y de relaciones espaciales. Las medidas espaciales pueden ser medidas geométricas básicas como longitud, perímetro, área, volumen o medidas más complejas como dispersión. Las relaciones espaciales incluyen las características topológicas básicas como conectividad, contigüidad e inclusión ("estar incluido en"). (Thompson, 1992). A continuación describimos los análisis espaciales más importantes que permiten los SIG.

- **Superposición**

"Está considerada la herramienta básica del análisis espacial y, por tanto, de los SIG, ya que es una importante fuente de cartografía" (Domínguez, 1997). Consiste en superponer dos coberturas para crear una nueva cobertura que es resultado de determinadas operaciones de tipo espacial entre las coberturas "fuente". Si se quiere superponer más de dos coberturas el proceso se puede realizar por fases, empleando sólo dos coberturas en cada operación de superposición.

- **Áreas de influencia**

Consiste en generar áreas (polígonos) en función de la distancia a objetos geográficos existentes. Los nuevos objetos geográficos (polígonos) pueden tener la forma de corredores (buffers), que son polígonos con una anchura determinada por su distancia a un objeto geográfico (Comas, 93, p. 173). También pueden tener forma de círculos o coronas (donuts) u otro tipo de figuras (Domínguez, 1997). Independientemente de que este análisis se aplique a una cobertura de puntos, líneas o polígonos, el resultado siempre es una cobertura de polígonos.

- **Análisis de redes**

Una red es un sistema interconectado de elementos lineales, que forman una estructura espacial por la que pueden pasar flujos de algún tipo: personas, energía, etc. (Bosque, 92, p. 207). Un SIG permite analizar una red desde distintos puntos de vista, siendo los más utilizados la búsqueda de rutas óptimas y la localización de servicios. (Domínguez, 1994).

#### ◆ **Análisis tabular.**

El análisis tabular consiste en realizar operaciones entre los ítems de la tabla, o tablas, de atributos de objetos geográficos. Estas operaciones pueden ser aritméticas (adición, resta, multiplicación, división, potencia, etc.) o lógicas (funciones booleanas: and, or, ... ). Los objetos geográficos pueden pertenecer a distintas capas temáticas con lo que el análisis tabular se convierte en una superposición condicionada por las operaciones aritméticas o lógicas realizadas.

#### **d) Presentación de resultados**

Es el paso final del proceso en el que los resultados se presentan como informes y mapas.

La presentación de los resultados del análisis y de la propia información inicial se puede hacer de tres formas diferentes (Bosque, 92, p. 268): Tablas, gráficos y mapas. Habitualmente los resultados se presentarán como un informe y uno o varios mapas. Un SIG cuenta con herramientas para facilitar la realización, tanto de las tablas y gráficos de los informes, como sobre todo para la realización de la cartografía temática.

El mapa, o mapas, a realizar debe cumplir con el objetivo buscado en la aplicación del SIG. Para conseguir que cumpla con dicho objetivo no basta con que el análisis geográfico sea realizado correctamente. Son necesarios también unos conocimientos mínimos de composición cartográfica (Domínguez, 1997) para manejar adecuadamente las funciones de representación cartográfica que suministra el SIG.

A continuación, partiendo de la descripción de los componentes de un mapa, se van a indicar algunas de las posibilidades cartográficas que suministra ARC/INFO.

#### ◆ **Componentes de un mapa** (ESRI, 94, capítulo 9)

Se dividen en dos tipos:

##### ◇ **Áreas**

Son representadas por polígonos. Los límites de los polígonos son dibujados empleando símbolos lineales. Los polígonos pueden ser sombreados basándose en atributos, empleando colores, patrones, etc. También pueden ser etiquetados con atributos empleando texto.

##### ◇ **Líneas**

Son representadas por arcos. Los arcos son dibujados empleando símbolos lineales y etiquetados con atributos empleando texto.

##### ◇ **Puntos**

Son representados por puntos. Además los puntos son empleados como puntos-etiqueta para identificar polígonos. Los puntos son dibujados con símbolos (marcas) y etiquetados con atributos empleando texto.

### ◆ Elementos cartográficos

Los elementos cartográficos ayudan a que el mapa sea más fácil de leer e interpretar, pueden ser:

- ◆ Títulos y texto aclaratorio
- ◆ Líneas creando bordes y particiones lineales en un mapa
- ◆ Leyendas describen los símbolos empleados para representar los objetos geográficos (son dibujadas empleando líneas, sombras, marcas y texto)
- ◆ Flecha del Norte y barras de escala describen la orientación y escala del mapa.

ARC/INFO emplea cuatro tipos de símbolos: líneas, marcas, sombras y texto, que son manejados con editores de símbolos, uno para cada tipo, que permiten seleccionar el conjunto de parámetros (color, trama y tamaño) que define cada símbolo.

#### 4.1.5. LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN

Habitualmente los SIG comerciales presentan un lenguaje que permite automatizar tareas como los análisis a realizar, las presentaciones, creación de interfaces, etc. En ARC/INFO, el lenguaje de programación se denomina AML (Arc Macro Lenguaje). Este lenguaje está especialmente diseñado para realizar tareas de procesamiento de información geográfica. A continuación y, dado que el SIG empleado en este trabajo es ARC/INFO, se describen brevemente las características principales de dicho lenguaje (ESRI, 93 y ESRI, 94, cap. 10).

Hay dos tipos de archivos AML:

- Macros de comandos

Constan de una secuencia de comandos ARC/INFO y se utilizan, por ejemplo, para tareas que se realizan repetidamente en una aplicación determinada.

- Menús

Suministran una "interface" muy cómodo para el usuario final.

Los programas AML son archivos tipo texto, nombrados de acuerdo a las convenciones del sistema operativo anfitrión, que contienen un programa AML. Un programa AML se escribe creando archivos tipo texto y poniendo secuencialmente los comandos deseados.

Los elementos de un programa AML son los de cualquier lenguaje de programación, es decir: instrucciones, variables y funciones. Las instrucciones indican al procesador AML que realice una determinada acción. Las variables pueden ser asignadas con una gran cantidad de tipos de datos: hileras de caracteres, números enteros, números reales, expresiones booleanas, etc. Las funciones realizan sustituciones más complejas que las que lleva a cabo una variable. Además existen una serie de conceptos más avanzados como: variables locales y globales, transferencia de argumentos, control de flujo, bucles, etc.

#### 4.1.6.JUSTIFICACIÓN DEL EMPLEO DE SIG (Solargis team, 96)

Valorar la integración de las energías renovables en la electrificación rural requiere estudiar un gran número de datos, la mayoría de ellos dependientes de la localización geográfica.

Además de estas razones, el objetivo del proyecto de fragmentar el territorio correspondiente a la unidad de estudio en zonas en las que sea más apropiada una determinada tecnología de suministro de energía eléctrica, hace especialmente adecuado el empleo de un SIG como soporte del método.

En definitiva, un SIG es la herramienta capaz de manejar los datos necesarios, produciendo además nuevos datos como, por ejemplo, mapas de distancia, a partir de los datos existentes, con el fin de generar mapas sintéticos que presenten los resultados del estudio.

### 4.2. METODOLOGÍA DE UN PROYECTO SIG

#### 4.2.1. FASES PRINCIPALES DE UN PROYECTO SIG

A continuación se describen las fases principales de un proyecto SIG típico. En la figura 4.6. se representa el diagrama de flujo del proyecto SIG.

##### ◆ Planificación del proyecto

- ◇ Objetivos
- ◇ Especificar el problema a resolver
- ◇ Determinar los resultados del proyecto: Informes, mapas, etc.
- ◇ Quién va a utilizar esos resultados
- ◇ Plantearse si va a haber otros usuarios de los mismos datos

##### ◆ Modelización del territorio

Se trata de establecer un modelo conceptual del territorio que permita acceder a los objetivos buscados, habrá que definir los siguientes aspectos:

- ◇ Datos geográficos necesarios

Para solucionar el problema establecido en los objetivos del proyecto debemos determinar la parte de la realidad geográfica en la que nos centraremos. Esto nos llevará a la selección de una serie de variables geográficas que influyen o pueden influir en el resultado del proyecto. Estas variables nos conducirán a los datos geográficos que necesitamos para la implementación del SIG.

- ◇ Forma de representar la realidad geográfica

El segundo paso será investigar que datos están disponibles y en que formato, ya que, la forma en que se presenten los datos, junto con el tipo de objetos geográfico

y el objetivo buscado, serán determinantes para el tipo de sistema de representación de la realidad que utilizaremos: vectorial o raster.

La resolución, el grado de definición de la realidad geográfica, depende de la resolución de los datos disponibles y de la aplicación final del SIG (Solargis team, 96, p. 19).

#### ◇ Planteamiento del análisis geográfico

Una vez establecido si trabajaremos en sistema vectorial o raster (o en ambos) debemos definir el análisis geográfico que vamos a realizar, ya que la forma de dicho análisis será determinante en el diseño de la base de datos. El objetivo del análisis geográfico es resolver el problema o problemas que ha dado lugar al proyecto SIG. Para ello partiendo de la definición del problema debemos encontrar una secuencia de operaciones que produzca resultados significativos. Esto dará lugar a unos criterios de selección espaciales, que serán aplicados en la fase de análisis geográfico. Por tanto, aunque el análisis geográfico se realiza más tarde, es en este momento del proyecto cuando debemos definirlo.

#### ◇ Forma de presentar los resultados

Debemos esbozar la forma en que pretendemos presentar los resultados, debido a que nos influirá en las fases siguientes del proyecto.

### ◆ **Diseño de la base de datos**

Como se indica en el punto 4.1.4., la fuente de datos disponible juega un papel muy importante en el diseño de la base de datos. Los pasos principales para el diseño de la base de datos son:

#### ◇ Identificar objetos geográficos y sus atributos

Estos objetos geográficos y sus atributos vendrán determinados por el análisis que se vaya a realizar y por los mapas que se deseen generar como resultado.

#### ◇ Organizar las capas de datos

Las capas de datos son organizadas habitualmente de forma que los tipos de objeto geográfico: puntos, líneas y polígonos, estén almacenados en coberturas separadas. Dentro de cada tipo de objeto, se establecerán capas por temas (Por ejemplo, para la característica "línea", se establecerá una cobertura para líneas eléctricas y otra para carreteras, ya que los atributos asociados a líneas eléctricas y carreteras son distintos).

#### ◇ Identificar las coberturas que deben ser digitalizadas

Se refiere a la automatización para introducir los datos de una cobertura procedentes de una mapa en papel, etc.

En definitiva, el diseño de la base de datos incluye:

- ◊ Determinar el límite del área de estudio
- ◊ Sistema de coordenadas a emplear
- ◊ Capas (coberturas y redes) que se necesitan
- ◊ Objetos geográficos en cada cobertura
- ◊ Atributos de cada objeto geográfico
- ◊ Codificación y organización de atributos

#### ◆ Entrada y procesado de los datos

El primer paso es recopilar los datos necesarios para el proyecto, para las capas y atributos identificados en la etapa de diseño. Una vez conseguidos los datos hay que introducirlos en el SIG. Como se analiza en el punto 4.1.4., los datos pueden estar en distintos formatos, básicamente en nuestro caso las posibilidades serán que existan datos en formato digital convertible a ARC/INFO, directamente en el formato utilizado por ARC/INFO o que no existan datos en formato digital, en este caso intentaremos conseguir el mejor mapa manuscrito posible para digitalizarlo, escanearlo o introducir directamente la información escribiendo las coordenadas.

Después de meter los datos en el SIG, debemos construir la topología y asegurarnos que las coberturas están libres de errores. Como se describe en el punto 2.1.4. los pasos a realizar para cada cobertura son: Construir la topología, identificar errores, corregir errores y reconstruir la topología.

Por último, nos falta introducir los datos de atributos, pero previamente a la entrada de datos temáticos debemos conocer:

- Los datos temáticos (atributos) necesarios en cada cobertura para cumplir el objetivo que se busca con el SIG.
- Los parámetros específicos de cada atributo. Estos parámetros darán lugar a los distintos ítems de la “Tabla de atributos de objetos geográficos”.
- Los tipos de valores a almacenar (números y letras) en cada parámetro. Siempre que tengamos parámetros con valores muy repetidos, expresiones largas o intervalos numéricos, va a ser interesante introducir estos valores como un código en la base de datos para reducir el tamaño final de esta y agilizar el procesamiento de los datos.
- La longitud máxima de dígitos asociada a cada parámetro a partir del valor correspondiente a ese parámetro que tenga más dígitos.
- Será muy útil establecer un diccionario de datos conteniendo para cobertura, el nombre de los atributos, sus parámetros y una descripción de sus valores (longitud máxima, código si existe, etc.), En definitiva un diccionario de datos consistirá en un catálogo de todas las tablas del SIG con una descripción de todas las columnas de cada tabla (Cebrián, 92, pp. 53 y 54).

El proceso de entrada de datos temáticos se realizará como se describe en dicho punto, 4.1.4.



#### ♦ Gestión de la base de datos

En esta fase del proyecto se deberán realizar las siguientes tareas:

- ◇ Poner los datos espaciales en coordenadas reales
- ◇ Unir coberturas adyacentes
- ◇ Mantener la base de datos (actualización de datos, etc.)

#### ♦ Análisis geográfico

Los pasos a seguir en esta fase son:

- ◇ Criterios para el análisis geográfico

En la modelización territorial, anteriormente descrita, se apuntaba la necesidad de establecer unos criterios de selección espaciales, que se plasmasen en una serie de operaciones que diesen lugar a la solución del problema planteado en el proyecto SIG. Antes de aplicar estos criterios debemos considerar la cobertura a la que afecta el criterio y como la afecta. (ESRI, 94, pp. 8-3 a 8-8).

- ◇ Revisión de los datos

A partir de los criterios del análisis se debe considerar si tenemos todos los datos necesarios para poder aplicarles dichos criterios. Puede que encontremos que sea necesario realizar un procesamiento adicional de algunas coberturas o/y que se necesite añadir atributos a una o varias coberturas.

- ◇ Realización del análisis espacial y tabular

En este punto del proyecto SIG se llevará a cabo la secuencia de operaciones espaciales y tabulares establecida anteriormente.

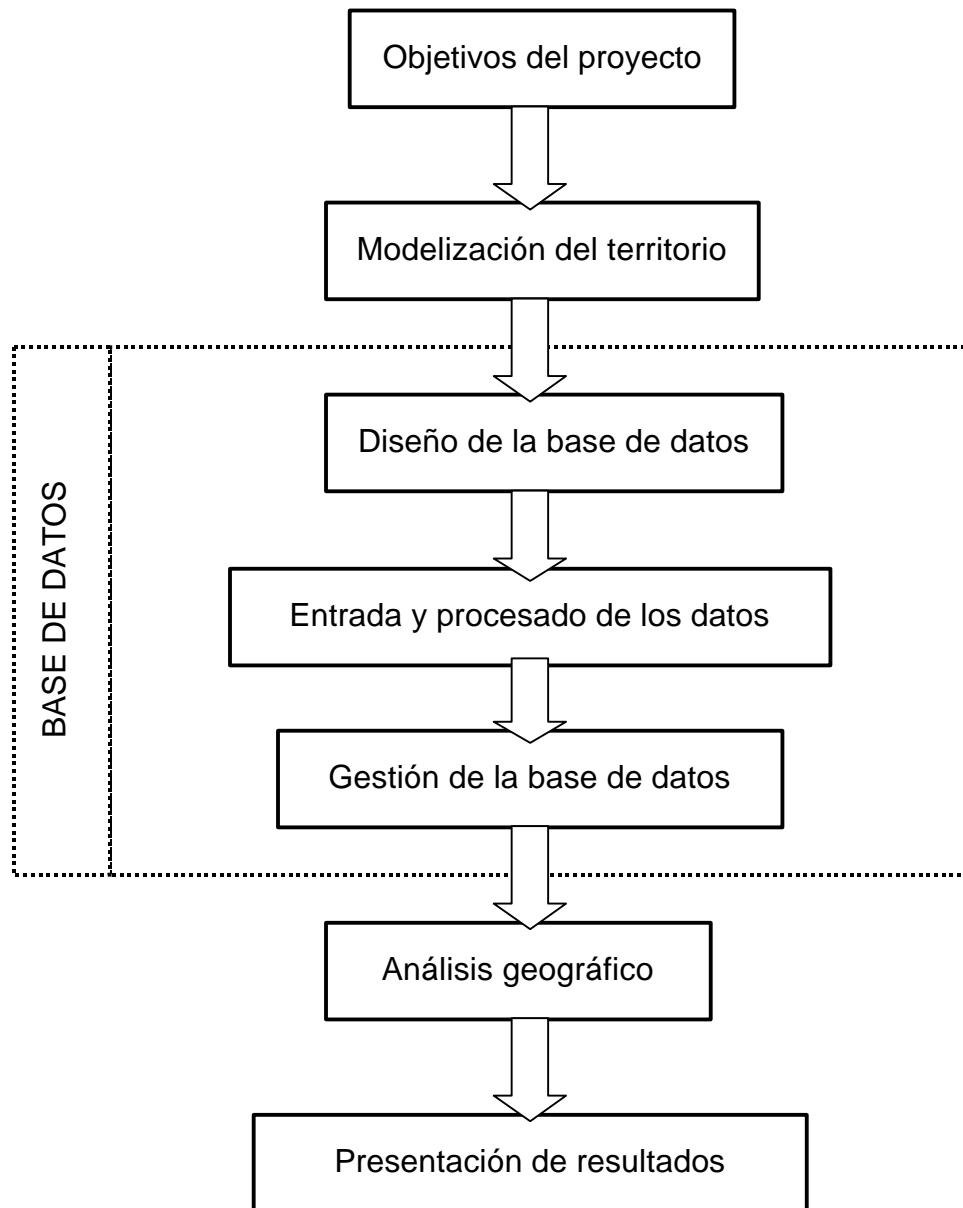
- ◇ Interpretar y evaluar los resultados

Se analizarán los resultados del modelo, los SIG tiene algunos comandos que pueden ayudarnos en esta tarea.

A partir del análisis de los resultados debemos valorarlos. Para conseguir esto, lo más útil es establecer unos criterios de aceptación de los resultados. Si es necesario, se realizará un estudio de campo para validar los resultados.

- ◇ Refinar el análisis si es necesario

La evaluación de los resultados puede conducirnos a la necesidad de reestructurar el análisis geográfico realizado. Una de las ventajas de un SIG, es que permite fácilmente repetir y ajustar los pasos del análisis. Esto puede ser utilizado con el fin de rehacer el análisis modificándolo para hacerle más adecuado, o para realizar análisis alternativos y comparar sus resultados.



**Figura 4.5.** Esquema de un proyecto SIG típico.

#### ♦ **Presentación de los resultados**

Una vez establecida la validez de los resultados se debe concluir el proyecto materializando la solución del mismo a través de la realización de un informe final que constará de una parte escrita (con tablas y gráficos) acompañada de uno o varios mapas. Pasos para crear el mapa (o mapas) del informe final (ESRI, 94, pp. 9-10 a 9-14):

◇ Definir el objetivo del mapa

Se trata de determinar la información que debe mostrar el mapa y que dependerá del mensaje que se quiere transmitir con el mapa y a la audiencia a la que va destinado.

◇ Tamaño y escala del mapa

El tamaño del mapa depende del uso al que esté destinado y, evidentemente, del dispositivo de impresión disponible.

La escala está limitada por el tamaño del mapa y depende de la resolución de los datos originales y del nivel de detalle que se quiere presentar.

◇ Composición cartográfica

Se trata de conseguir que el mapa sea capaz de transmitir la información a la audiencia a la que está destinado. Para ello debe realizarse empleando las normas y convenciones del lenguaje cartográfico (Domínguez, 1997).

#### 4.2.2. UN PROYECTO SIG PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

En este punto se describe la estructura particular de un SIG de electrificación rural. Sobre esta estructura se sustenta el análisis que se desarrolla en el capítulo siguiente y que utiliza las variables y algoritmos tratados en los capítulos 2 y 3. En este estudio, se ha trabajado sobre la versión inicial de Solargis (SIG de electrificación rural que se describe en el punto 5.1.2), por tanto, gran parte de la estructura que se describe a continuación proviene de dicho SIG.

#### ◆ Objetivos del proyecto

◇ Objetivos:

Se trata de realizar una herramienta que suministre información, al grupo planificador de la electrificación rural de una zona, de la distribución territorial de las diversas tecnologías involucradas, sobre la base de criterios técnicos y económicos.

En concreto, se debe conocer para el área de estudio: la potencia total instalada, la energía producida, los costes de inversión, para los diferentes sistemas de electrificación rural con energías renovables y convencionales; así como la distribución espacial de los anteriores ítems.

Así mismo, es necesario conocer la influencia de las distintas variables en los resultados, que permitan garantizar la estabilidad de los mismos en un escenario concreto.

Todos estos objetivos deben conseguirse a través de un procedimiento sistemático, sencillo de utilizar y fácilmente aplicable a otras zonas de interés, de cualquier país del mundo.

◇ El proyecto va dirigido especialmente a:

- Agencias regionales de energía
- Empresas eléctricas
- Autoridades regionales y municipales
- Sindicatos
- Agentes sociales
- Inversores privados

◇ Resultados del proyecto:

Debido a los diferentes tipos de instituciones y personas a las que va a dirigido el proyecto, el informe final del mismo debe ser simple y fácilmente comprensible, acompañado de gráficos. Serán imprescindible mapas en los que se divida el territorio en función de los objetivos buscados.

#### ◆ Modelización del territorio

Se trata de establecer un modelo conceptual del territorio que permita determinar la mejor tecnología para suministrar energía eléctrica en un lugar aislado. Las tecnologías consideradas serán convencionales: extensión de red y grupos electrógenos; renovables: fotovoltaica y eólica; e híbridas: eólico-diesel. Para ello se establece un modelo del territorio sobre la base de los siguientes datos:

◇ Datos geográficos necesarios

- Recursos solares disponibles localmente
- Recursos eólicos disponibles localmente
- Tipo de demanda eléctrica a ser cubierta
- Localización de la red eléctrica existente
- Características del terreno (Uso del suelo, orografía, pendiente, etc.)

◇ Forma de representar la realidad geográfica

Algunas de las fuentes de datos (ver más adelante: “Entrada y procesamiento de datos”) como las imágenes de satélite o la simulación matemática, son adecuadas para modelos raster; y otras situaciones, como mapas en papel o archivos de datos, son más apropiados para un sistema vectorial.

Además, en general, el sistema vectorial es más adecuado para representar estructuras lineales como la red eléctrica y para establecer análisis espaciales del tipo “área de influencia”.

Por su parte, el sistema raster es más efectivo para la representación de elementos naturales, como son la radiación solar y el viento. De hecho, la aplicación más importante de los sistemas raster es la gestión de los recursos naturales, ya que, como se ha indicado, el modelo raster es más indicado en procesos de búsqueda temática en puntos arbitrarios del espacio.

Por estos motivos, es conveniente emplear los dos tipos de sistemas, convirtiendo información de uno a otro según sea necesario (Solargis team, 96, p. 18). La conversión de redes a coberturas, es necesaria, por ejemplo, para el cálculo de distancias a la red de distribución eléctrica (Solargis team, 96, p. 18). La información disponible en coberturas es convertida a matrices o "grids" cuando sea necesario un cálculo "pixel a pixel" (por ejemplo: cálculo del coste de electrificación equivalente, ver capítulo 3 de este documento).

El paso de datos vectoriales a raster es un proceso habitual y simple, pero la transformación inversa presenta más dificultades. Por este motivo y por el objetivo buscado, la metodología Solargis, transforma todos los datos a formato raster, realizando en este sistema la parte de análisis del proyecto.

La resolución tomada para datos raster es de 1 km x 1 km. Este valor viene dado por diversas razones, algunas de tipo operativo como son: el orden de magnitud de las líneas de B.T.; la exactitud de los datos disponibles de coordenadas espaciales de viviendas sin electrificar y líneas de M.T. Otras razones derivan de la concepción del proyecto: se trata de una metodología especialmente aplicable a países en vías de desarrollo, con los problemas de datos inherentes.

#### ◇ Planteamiento del análisis geográfico

El objetivo del análisis es establecer una comparación entre las diferentes tecnologías de suministro de electricidad en un área rural. Para ello se calculan dos parámetros principales para cada tecnología: la energía producida y el coste. En el capítulo 2 se tratan los cálculos energéticos y en el 3, las valoraciones económicas.

#### ◇ Presentación de los resultados

Ya se han citado anteriormente en la fase de objetivos del proyecto.

### ◆ Diseño de la base de datos

Se necesitan cuatro matrices ("grids") con una resolución de 1 km<sup>2</sup>, con la siguiente información:

- ◇ Densidad de población sin acceso a energía eléctrica (habitantes/km<sup>2</sup>)
- ◇ Radiación global media anual sobre el plano de los paneles (kWh/m<sup>2</sup>año)
- ◇ Velocidad media anual del viento a la altura del buje (m/s)
- ◇ Distancia a la red de Media Tensión (km)

Se ha empleado el sistema de coordenadas UTM (Universal Transversa de Mercator). Los datos vectoriales pueden ser geocodificados durante el proceso de adquisición de datos (digitalización). Los datos raster podemos geocodificarlos a través de un archivo especial que contenga las coordenadas de una de las esquinas de la cuadrícula representada o las coordenadas de una esquina y dos coordenadas adicionales que indiquen las direcciones X e Y.

#### ◆ Entrada y procesado de los datos

El primer paso es recopilar los datos necesarios para el proyecto, para las capas y atributos identificados en la etapa de diseño. Los datos necesarios, enumerados anteriormente, pueden tener distintas procedencias:

- ⇒ Radiación solar: Imágenes del satélite Meteosat o mapas de radiación existentes u obtenidos por extrapolación a partir de los datos disponibles.
- ⇒ Viento: Extrapolación a partir de datos de alguna estación cercana, simulación por modelado matemático o mapas eólicos.
- ⇒ Red eléctrica: Mapa del trazado de la red eléctrica.
- ⇒ Densidad de población: Datos tabulares o mapas.

Algunos datos deberemos calcularlos previamente, como puede ser el caso de la radiación solar y la velocidad del viento. En el punto 6.3 se describe la procedencia y elaboración de los datos de entrada para el ejemplo de verificación del método.

#### ◆ Gestión de la base de datos

Debido al contexto de este estudio no se desarrolla de forma concreta este punto, bastando la descripción general del apartado 4.1.2.

#### ◆ Análisis geográfico

##### ◇ Criterios para el análisis geográfico

Se trata de comparar el coste, del kWh por píxel, para las tecnologías consideradas, en función de una demanda dada.

##### ◇ Realización del análisis espacial y tabular

Como se cita en el párrafo anterior, el análisis esencial a realizar es el cálculo del LEC para cada tecnología. Para ello se ha desarrollado un “software” en lenguaje AML, perfeccionando el de Solargis. Los cálculos que realiza dicho software se describen en detalle en los capítulos 2 y 3, además se justifica el empleo del LEC como parámetro de comparación económica, a través de la comparación con otros métodos de evaluación económica.

#### ◇ Interpretar y evaluar los resultados

Los resultados obtenidos son válidos con unas condiciones de contorno determinadas, como son:

- El escenario establecido para la demanda
- El estado del arte de la tecnología
- La situación del mercado energético
- La exactitud de los datos de partida
- Las hipótesis realizadas en los cálculos

Es fundamental tener presente todas estas cuestiones a la hora de interpretar los resultados, con el fin de no obtener conclusiones erróneas.

Como consecuencia de la metodología establecida, también pueden producirse errores de evaluación de los resultados. Al comparar el LEC de cada tecnología por píxel, pueden darse situaciones en las que la diferencia entre los LEC sea mínima. El SIG ofrecerá el mismo resultado, que si la diferencia entre los LEC fuese del 100 %. Para solucionar este problema algunos autores han propuesto la aplicación de lógica borrosa (ver el punto "5.1.2.e"). En este trabajo se propone un sistema de análisis de sensibilidad espacial (ver capítulo siguiente).

#### ◇ Refinar el análisis

Esta fase es en la que más énfasis se pone en el presente trabajo. Se aplicará el SIG desarrollado a una zona determinada, comparando los resultados para un intervalo de valores de los parámetros de entrada seleccionados adecuadamente. Para ello se han realizado una serie de programas AML que permiten obtener el potencial de cada tecnología, para dichos intervalos de valores. Evaluando el SIG con el fin de detectar sus posibles puntos débiles y proponiendo soluciones a dichos problemas detectados.

### ◆ Presentación de los resultados

Como se cita anteriormente, unos de los resultados obtenidos son mapas referidos al potencial de una determinada tecnología. También se obtienen mapas que son el resultado de la intercomparación de distintas tecnologías. Junto con estos mapas se aportarán unos "diagramas de sensibilidad espacial" que ayudan a interpretar la información aportada por los mismos.

## Capítulo 5. MÉTODO

### 5.1. ANTECEDENTES

En la pasada década se ha realizado un esfuerzo considerable para conseguir herramientas o sistemas de soporte de decisiones a escala regional sobre energías renovables. Muchos de estos proyectos se han realizado en la Unión Europea dentro del programa APAS-RENA. Todos estos proyectos tienen varias características comunes entre las que destaca el emplear como base del método un sistema de información geográfica.

Entre estos sistemas de información geográfica que evalúan a escala regional las potencialidades técnicas y económicas de las energías renovables, existen algunos específicos de electrificación rural. A continuación se describen los SIG más significativos, separándolos en dos grupos según se dediquen o no a la electrificación rural.

#### 5.1.1. SIG PARA ENERGÍAS RENOVABLES

##### a) Proyecto REGIS

Este proyecto consta en realidad de dos etapas: La primera (Bourges et al, 95 y FEDERANE, 96) dentro del contexto de APAS-RENA. En esta primera etapa, MENS en RUIMTE, una consultora energética belga, ha desarrollado un SIG para fuentes de energías renovables como instrumento para la planificación energética regional, con la participación de seis regiones de FEDERANE (European Federation of Regional Energy and Environment Agencies): Nord-Pas de Calais (F), Cataluña (SP), Madeira (P), Islas Canarias (SP), Rhône-Alpes (F) y Volos (GR). El SIG está dirigido a usuarios técnicos, agentes de decisión y otras partes del mercado y busca la identificación de áreas con potencial para la implementación de tecnologías de energías renovables, así como, la determinación de los efectos socioeconómicos y medioambientales de esa implementación.

Al final de esta primera parte del proyecto las regiones participantes están equipadas con avanzados software y hardware SIG, integrando todos los datos disponibles a escala regional. Además, hay un fuerte interés de las autoridades locales para el planeamiento energético regional a través de SIG. Finalmente se ha desarrollado la parte operacional del SIG sobre la región de prueba: Nord-Pas de Calais, en Francia, como proyecto piloto.

La segunda parte de este proyecto está encuadrada en el programa ALTENER II, y se denomina “Sistema de Información Geográfica para Energías Renovables (REGIS) en Cataluña”. Está basado en el proyecto piloto citado en el párrafo anterior y está desarrollado por el ICAEN (Instituto Catalán de la Energía). Tiene como características principales (la información de este proyecto procede la Jornada de presentación del proyecto ALTENER REGIS, el 10 de junio de 1998, en Barcelona):

- Analiza el potencial energético de los recursos renovables
- Está basado en un sistema de información geográfica (ArcView 3.0)
- Tiene cuatro módulos: Solar, eólico, biomasa, minihidráulica
- Permite emplear distintas hipótesis
- Permite valorar los impactos en el medio



- Establece una valoración respecto a las barreras en la implantación de energías renovables

Como resultados el proyecto REGIS ofrece de cada tecnología renovable:

- Energía primaria disponible de fuentes de energías renovables
- Porcentaje respecto a la energía primaria total de la región
- Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> producida por la utilización de fuentes de energías renovables

Las bases de datos utilizadas son:

- Instituto Cartográfico de Cataluña (1:50.000)
- Modelo digital del terreno (100 m x 100 m)
- Usos del suelo (30 m x 30 m)
- Líneas eléctricas de AT
- Atlas solar
- Atlas eólico
- Base forestal

Las dos últimas bases de datos han sido elaboradas específicamente para el proyecto (el atlas eólico elaborada por el ICAEN, y el forestal, realizada por encargo).

Los cuatro módulos están planteados con la misma filosofía: analizar las alternativas de las tecnologías energéticas clásicas. Para ello se parte de los recursos de energías renovables disponibles, y con los rendimientos de cada sistema, se obtiene la energía primaria producible por fuentes renovables. A partir de aquí se establece la reducción de energía de origen clásico, y de estos datos, se deduce la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## MÓDULO SOLAR

Calcula la superficie de colectores instalable en medio urbano teniendo en cuenta las sombras y buscando el máximo uso de los tejados. El dimensionamiento de las instalaciones se realiza sobre la base a la demanda de agua caliente sanitaria y calefacción del edificio (ángulos de inclinación de 45° y 60°, respectivamente, modificables). El método de cálculo se realiza en los siguientes pasos:

1. Pretratamiento de los datos
2. Cálculo inicial del número máximo de captadores y su ubicación
3. Cálculo del número de captadores teniendo en cuenta las sombras (la resolución de los cálculos es de cada 15 minutos). Se eliminan los menos efectivos.
4. Dimensionamiento de la instalación sobre la base a la demanda y a una fracción solar máxima.

La distancia entre paneles se calcula para que no se produzcan sombras a las 12,00 horas del solsticio de invierno.

## MÓDULO HIDRÁULICO

Permite calcular el caudal de equipamiento y la producción anual. Parte de las curvas de caudales clasificados y solo considera centrales de agua fluyente. En el futuro se incorporará las restricciones por concesiones administrativas al uso del agua.

Utiliza como información base la siguiente: Ríos principales y secundarios; datos del estudio “Evaluación de pequeñas centrales hidráulicas en Cataluña”, realizado por el ICAEN; bases de datos de aprovechamientos energéticos en Cataluña; datos de aforo.

Para la realización del estudio se dividen los ríos considerados en tramos sobre la base a las aportaciones importantes y desniveles de 100 metros. A partir del régimen real de cada aforo se determina el régimen real de cada tramo considerado. El caudal ecológico se puede indicar de distintas formas. Como un porcentaje del caudal medio, en valor absoluto, como un porcentaje del valor del caudal en función del tiempo.

Para los cálculos se tienen en cuenta los siguientes datos:

- Pérdida de carga que permite obtener el salto neto a partir del salto bruto
- Caudal ecológico
- Rendimientos del multiplicador de la turbina (si existe), del generador, del transformador y el motivado por paradas por mantenimiento

## MÓDULO BIOMASA

Se refiere únicamente a residuos forestales. El mapa de información se ha construido sobre la base a la siguiente información:

- Mapa forestal de Cataluña
- Mapa forestal Nacional (con crecimiento y excedentes)
- Información por polígonos de especies dominantes
- Información cartográfica

Considera la accesibilidad de las distintas zonas según la distancia a una pista forestal, camino o carretera, menor a un valor que puede modificarse. Elimina zonas con pendientes superiores a un valor dado (hay problemas con el “grid” de alturas por su poca resolución espacial). Calcula el potencial sobre la base a dos posibilidades:

- Según el contenido energético de la biomasa
- Según la explotación que se haga del bosque

El cálculo anual del aprovechamiento se puede establecer a partir de dos hipótesis de tala: desde una explotación de tipo ecológico a otra más intensiva.

Para la conversión energética se calcula el poder calorífico interno sobre la base a la humedad y frondosidad de la biomasa. Posteriormente se calcula el PCI para cada especie, para 30 especies dadas en Cataluña. A partir de aquí y sobre la base a la información anteriormente señalada se estima la energía primaria disponible y se establece el análisis de sustituciones anteriormente indicado.

## MÓDULO EÓLICO

El objetivo de este módulo es situar un parque eólico teniendo en cuenta restricciones de impacto ambiental (parques naturales, cercanía a poblaciones, etc.). Utiliza coberturas o capas conteniendo la siguiente información:

- Carreteras, caminos y pistas
- Red eléctrica de AT
- Parques naturales
- Atlas eólico de Cataluña ("grid" de 500 x 500 m, velocidad media a 10 m)
- Aeropuertos y cascos urbanos

Para el cálculo de la energía producida por el parque calcula el parámetro  $\alpha$  medio de una superficie determinada alrededor del parque. Emplea la distribución de Weibull y la curva de potencia del aerogenerador. Calcula la producción total del parque debido a que la resolución del mapa de viento no permite un cálculo para cada aerogenerador.

Este módulo realiza también un análisis de visibilidad que tiene dos posibilidades:

- El número de aerogeneradores visibles desde un punto determinado
- Zona desde donde es visible un aerogenerador concreto

Se considera una pérdida de energía por no estar permanentemente orientado a la dirección del viento del 10%.

### **b) Proyecto EPURE** (Rialhe, 95, pp. 85-90):

Tiene por objetivo general pasar de la evaluación de recursos potenciales de energías renovables a la evaluación de potenciales económicos, dirigida a los inversores. El fin concreto, es identificar zonas en cada región de la Unión Europea estudiada que tengan recursos renovables competitivos económicamente con un aceptable nivel de riesgo. Para ello se ha buscado la estandarización de los datos de recursos y demanda. Se ha establecido un método general para la evaluación de recursos, cuyo esquema se aporta a continuación:

⇒ Evaluación del recurso potencial, incluyendo:

- Areas protegidas y excluidas
- Datos estadísticos disponibles en cada región

⇒ Análisis económico para calcular la TIR, incluyendo:

- Costes de capital
- Costes de operación y mantenimiento
- Costes de combustible
- Ingresos de producción

⇒ Parámetros técnicos

- Materiales disponibles para diferentes formas de producción de energía
- Eficiencias de conversión
- Factores de carga

⇒ Factores organizativos, sociales y legales en cada país

Como se indica en el esquema anterior, el análisis económico se basa en el cálculo de la TIR para distintos escenarios. Este análisis económico se ha realizado teniendo en cuenta el contexto legal concreto de cada región. La tasa interna de retorno se ha calculado en la situación actual y en cuatro escenarios caracterizados, cada uno de ellos, de la siguiente forma:

- 1º Un año de retraso en la construcción
- 2º 10% de incremento en el coste de la construcción
- 3º Reducción de ingresos debido a fluctuaciones de las tarifas o disminución de la producción
- 4º Reducción del tiempo de generación

La metodología está basada en el empleo de un sistema SIG, Mapinfo, que ha permitido construir una herramienta de valoración de recursos atractivos a los inversores, transferible a todas las regiones consideradas en el proyecto. Estas regiones corresponden a seis países europeos: Francia: centro y Rhône-Alpes; España: Cataluña; Reino Unido: Gales; Alemania: áreas de costa y montañosas; Italia: Sardaigna, Sicilia y Lombardía; Grecia: toda Grecia y Creta.

En el caso de electrificación rural con energía fotovoltaica se seleccionan áreas con muy baja densidad de población, por ejemplo, menor a 20 habitantes/km<sup>2</sup>, para las cuales se determina el número de casas individuales. A partir de esta información, teniendo en cuenta la radiación incidente, etc., se calcula el potencial en GWh de la zona de estudio.

**c) Proyecto EnTrack** (Clarke et al, 96, pp. 97-103; Clarke y Grant, 96, pp. 1090-1093)

El proyecto se basa en considerar que las energías renovables pueden ser promovidas en Europa a través de herramientas de planificación y gestión de energía personalizadas con información que describa los aspectos temporales y geográficos de los modelos locales de demanda y suministro. El objetivo de Entrack es establecer un sistema de soporte de decisiones que evalúe opciones de integración regional de energías renovables.

Como respuesta, el proyecto desarrolla un sistema experto y una base de datos de energías renovables para su utilización regional por planificadores y directivos energéticos. El sistema experto se apoya en un SIG para distintas tareas, enviando y recibiendo información de él, con el objetivo básico del emparejamiento de perfiles de suministro y demanda de energía cuando se imponen restricciones ambientales, sociales y económicas apropiadas, en la actualidad y en escenarios futuros.

La validación del sistema se realiza a través de pruebas de campo en las regiones de:

- Highland (Escocia) 25.600 km<sup>2</sup>, 200.000 habitantes, consumo 1,88 10<sup>8</sup> kWh

- Vale do Douro Norte (Portugal) 12.000 km<sup>2</sup>, 500.000 hab., 8,12 10<sup>8</sup> kWh
- Andalucía (España) 87.268 km<sup>2</sup>, 7.100.060 hab., 1,38 10<sup>11</sup> kWh

El sistema experto se controla a través de mapas sensibles y menús relativos, los cuales dan acceso a gran variedad de análisis y facilitan la producción de informes. La principal aportación de Entrack respecto a las tecnologías actuales es la evaluación de recursos en función del tiempo. El sistema experto puede manejar distribuciones temporales de recursos renovables y correlacionarlas con las correspondientes series de demanda, en función de factores económicos, sociales y medioambientales.

Debido a la escasez de datos de suministro de energías renovables, se han desarrollado varios programas de simulación. Uno de ellos, denominado RENSIM, calcula la energía eléctrica producida por diversas fuentes renovables.

#### **d) REPLAN** (Diakoulaki, 95, pp. 107-115)

El proyecto REPLAN, tiene como objetivo establecer una metodología de implementación de integración a gran escala de energías renovables en las regiones europeas. Para ello se ha establecido un proceso que emplea como herramienta base un paquete informático que consta de cuatro módulos organizados e interconectados como sigue:

- Módulo de demanda de energía

Este módulo calcula las necesidades energéticas de todas las actividades de uso final en la región considerada. Debido a la escasez de datos, estos son estimados empleando modelos descriptivos. Los resultados obtenidos representan valores medios anuales y pueden ser manejados por un sistema SIG.

- Módulo suministro

Aporta información de la distribución de recursos renovables. Permite calcular el potencial disponible de las distintas fuentes de energías renovables a escala regional.

- Módulo tecnología

Contiene una base de datos con las características técnicas de las tecnologías aplicables para aplicaciones de uso final y para el sector de generación eléctrica.

- Módulo generador de escenarios

Este módulo maneja la información generada por los anteriores y establece una conexión interactiva con el usuario. De acuerdo a los porcentajes de las tecnologías elegidos por el usuario el módulo suministra la siguiente información.

- \* La estructura del sistema energético
- \* La cantidad de recursos renovables empleados y el número de instalaciones necesarias para la realización del escenario
- \* El potencial renovable sin explotar
- \* Los impactos económicos, medioambientales y sociales, asociados con el escenario definido

Los escenarios son evaluados según una técnica multicriterio, en las que una serie de criterios seleccionados se ponderan por el usuario según sus preferencias. En el proceso de planificación estos criterios y su ponderación deben ser negociados adecuadamente por parte de todos los actores sociales involucrados.

Para depurar el método se ha aplicado a Grecia (ver “Diakoulaki, 95, pp. 107-115”)

#### **e) SIG para la planificación de parques eólicos**

Existe una gran cantidad de proyectos a lo largo del mundo que emplean SIG para seleccionar los lugares más adecuados de una región para instalar un parque eólico. Como la configuración del terreno es uno de los factores cruciales en la distribución del potencial eólico, existen proyectos que emplean modelos digitales del terreno para situar parques eólicos (Wendell et al, 1993). Como ejemplos se describen dos SIG: el primero diseñado específicamente para Creta, Grecia; el segundo desarrollado para el análisis ambiental que es aplicado en la planificación de parques eólicos en el Noroeste de Francia.

##### Planificación de parques eólicos en Creta (Voivontas et al, 98, pp. 333-344)

Este sistema permite determinar el potencial eólico explotable económicamente por parques eólicos. Para ello evalúa el potencial teórico y, a partir de él, el potencial disponible, aplicando las siguientes restricciones:

- Áreas de mucha altitud, debido a dificultades de acceso
- Áreas de pendientes elevadas, debido a dificultades de acceso
- Áreas cerca de ciudades, por seguridad e impacto visual
- Áreas cerca de aeropuertos, por seguridad
- Áreas cerca de zonas arqueológicas para minimizar el impacto visual
- Áreas protegidas, debido a restricciones legales

El potencial técnico es calculado suponiendo que los lugares disponibles son totalmente explotados por parques eólicos, con un tipo de aerogeneradores seleccionado. El potencial económico se determina teniendo en cuenta los accesos por carretera y la cercanía y tipo de red eléctrica existentes. Este potencial puede establecerse sobre la base al coste de la energía producida, para lo cual se emplea como parámetro el LEC; o en función de la rentabilidad de una inversión concreta, para lo cual se calcula la TIR. Se puede obtener información adicional a través de un análisis de sensibilidad del porcentaje subvencionado y de los costes de capital. En la referencia indicada se describe la aplicación de esta metodología a la isla de Creta. En este ejemplo puede comprobarse la potencia del sistema para localizar los lugares más adecuados para la instalación de parques eólicos en la isla.

##### Planificación de parques eólicos en Nord-Pas de Calais (Petit, 95, pp. XVI-XVIII)

Inicialmente, se ha calculado para la región, la velocidad media anual del viento a una altura de 30 m empleando el programa WASP. Posteriormente, empleando SIGALE, un SIG regional para el análisis de datos medioambientales, se han tenido en cuenta restricciones del uso del suelo (zonas protegidas, áreas urbanas, etc.; a estas zonas se les ha añadido las de interés ecológico para la flora y fauna, aunque no estén legalmente consideradas).

Para minimizar el impacto visual y por ruido de las turbinas, se ha considerado una distancia mínima de 300 metros alrededor de las zonas residenciales. Además se ha creado un corredor de 100 metros alrededor de las áreas de bosque para evitar sus efectos sobre el viento.

Estas restricciones han dado lugar a 22 sitios potenciales que han sido limitados por condiciones de seguridad aérea, interferencias de señales de comunicaciones y cuestiones militares. Además se han excluido los lugares con mala accesibilidad a la red eléctrica o por ser esta excesivamente débil para soportar la conexión de un parque eólico. Después de estos filtros han quedado 13 sitios potenciales que se han clasificado según criterios de energía generada, impacto ambiental y accesibilidad.

#### **f) REDES (SIG para desalinización de agua)** (Alexopoulou, 96, pp. 247-254)

REDES es una herramienta metodológica que incluye un sistema de soporte de decisiones que opera sobre un SIG, para la evaluación de la rentabilidad del empleo de energías renovables en instalaciones de desalinización de agua.

El proyecto se ha desarrollado según las siguientes etapas, que se están aplicando para Grecia:

- 1ª) Evaluación de las necesidades de agua (agua potable, para irrigación, agua para aplicaciones industriales)
- 2ª) Evaluación de los recursos de energías renovables
- 3ª) Determinación de los recursos disponibles de agua de mar o salobre
- 4ª) Evaluación de los métodos de desalinización y de las posibilidades de las energías renovables
- 5ª) Desarrollo de un SIG que incorpore las necesidades de agua, el agua disponible, los recursos energéticos existentes, la experiencia en desalinización, etc.
- 6ª) Sistema de soporte de decisiones que seleccione el sistema más apropiado de desalinización con energías renovables suministrando agua para varios usos. El sistema posee también un conjunto de datos que le permite cuantificar los impactos ambientales, sociales e institucionales de cada aplicación examinada. Además también tiene en cuenta restricciones económicas y financieras. Todos estos impactos que caracterizan cada sistema de desalinización constituyen el criterio de evaluación. Esta parte estaba en desarrollo en el momento de la publicación de la referencia citada.

Aunque aplicado a Grecia el sistema es válido para cualquier país del área mediterránea.

### **5.1.2. SIG PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES**

#### **a) SIG para la comparación económica de extensión de red con FV** (Ariza, 94; Ariza et al., 97)

El objetivo del proyecto es dividir el territorio en función de la viabilidad económica de la extensión de red frente a instalaciones fotovoltaicas. La metodología incluye tres aspectos: dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y de la extensión de red, análisis económico y la integración de la información y el desarrollo de modelos dentro de un SIG.

La comparación de las dos alternativas se realiza en función del coste menor del kWh a lo largo de la vida del proyecto. La fragmentación del territorio se ha estudiado para los distintos niveles de demanda considerados y para diferentes niveles de subvención de ambas tecnologías. Se ha analizado también la distancia crítica y la superficie afectada para los distintos niveles de subvención y distintos escenarios económicos. Los resultados muestran claramente la influencia de la cercanía de la red.

**b) Solargis** (Solargis team, 96; Domínguez, 96; Neirac et al, 97; Mayer et al, 98)

Solargis es un SIG elaborado en el marco de un proyecto del programa JOULE2, con el título de: "Integration of renewable energies for decentralized electricity production in regions of european union and developing countries". Ha sido llevado a cabo por diversos institutos europeos relacionados con las energías renovables. Inicialmente la metodología Solargis tenía dos alcances:

- Localización de los mejores lugares en una región para construir plantas de energías renovables conectadas a red
- Seleccionar el sistema renovable o no renovable más adecuado para electrificación de usuarios aislados, pueblos aislados o comunidades rurales

Finalmente, el alcance de electrificación rural es el que más se ha desarrollado, abandonándose el primero, que ha sido continuado por otros proyectos de investigación.

La metodología Solargis para el análisis del potencial para electrificación rural está basada en una comparación del coste píxel por píxel para sistemas renovables y no renovables (Solargis team, 1996). Los sistemas considerados son:

- Sistema fotovoltaico para electrificación de una vivienda aislada
- Sistema eólico para electrificación de una vivienda aislada
- Grupo electrógeno gasolina para una vivienda aislada
- Grupo electrógeno diesel para una vivienda aislada
- Grupo diesel para una comunidad rural
- Instalación eólico-diesel para una comunidad rural
- Extensión de la red de Media Tensión

Se parte de la elaboración de una base de datos regional conteniendo datos generales (población, consumo, etc.) y datos geográficos (radiación, viento, etc.). A partir de la base de datos regional, gestionada por el SIG, se introducen una serie de reglas para determinar las áreas de alto potencial para el aprovechamiento de las energías renovables en la región estudiada.

La determinación de las áreas de alto potencial se realiza a través del cálculo y comparación del Coste de electrificación equivalente (LEC) de los sistemas considerados para cada unidad de estudio. Para el cálculo del LEC se utilizan cuatro redes con una resolución de 1 km<sup>2</sup>, con la siguiente información:

- ◇ Densidad de población rural (habitantes/km<sup>2</sup>)
- ◇ Radiación global media anual sobre plano de los paneles (kWh/m<sup>2</sup>año)
- ◇ Velocidad media anual del viento (m/s)
- ◇ Distancia de conexión a la red de Media Tensión (km)



Los estudios locales son dedicados a análisis en detalle de pequeñas áreas seleccionadas entre las zonas de alto potencial. Estos estudios requieren una mayor resolución de los datos. Los sistemas utilizados han sido ([www-cenerg.cma.fr/~st/solargis/demo\\_local.html](http://www-cenerg.cma.fr/~st/solargis/demo_local.html)): fotografía aérea para validar el potencial fotovoltaico detectado; trazado de líneas eléctricas con GPS y situación de viviendas aisladas con GPS.

Inicialmente, dentro del proyecto se establecieron las siguientes regiones de estudio, a las que se aplicó Solargis:

- Región de Tunicia, Túnez
- Sicilia, Italia
- Andalucía Oriental, España (Martín et al, 96; Domínguez, 96; Domínguez et al, 96)
- Creta, Grecia
- República de Cabo Verde
- Karnataka, India

Aunque los resultados pueden considerarse satisfactorios, se ha detectado la necesidad de evaluar la precisión de los mismos, así como los parámetros que influyen en esa certidumbre. Este es el objetivo del presente trabajo, como se anunciaba en la presentación del mismo, buscando, a través de un análisis de sensibilidad, depurar la metodología Solargis, de forma que los resultados ofrezcan mayores garantías.

A continuación se describen las experiencias más significativas en la aplicación de Solargis

### **c) Aplicación de Solargis en Túnez** (Vandenbergh et al, 97a, pp. 2530-2534)

Se aplica Solargis, para los municipios de Kairouan, Mahdia y Monastir, de Túnez. El primer nivel de análisis trabaja con mapas de baja resolución (1 km) para detectar las áreas de alto potencial para energías renovables en toda la región. En un segundo nivel de análisis, estas áreas de alto potencial son estudiadas con mapas de alta resolución para confirmar el potencial detectado. Además se estudian dos aspectos concretos: la influencia de la radiación reflejada sobre el recurso solar y la estimación del coste de conexión a red por simulación de planificación de la extensión de la red.

Se han considerado tres escenarios diferentes:

- Escenario 1996a

Considera los valores del momento para los parámetros económicos. El nivel de demanda corresponde al tamaño del sistema fotovoltaico actualmente instalado en Túnez, 400 Wh por día y casa. Tal instalación esta diseñada para unas pocas lámparas, radio y TV.

- Escenario 1996b

Considera los mismos valores para los parámetros que el escenario 1996a, pero con un consumo tres veces mayor, lo que corresponde al uso de una nevera y una TV color.

- Escenario 2010

Supone una tendencia muy favorable para las energías renovables: 30% de incremento de los precios de combustibles, 50% de disminución del coste de los paneles fotovoltaicos y 30% de bajada de los costes de fabricación de la turbina eólica. El nivel social de la población es más alto y la demanda es tres veces mayor que en el caso del escenario 1996 a.

Escenario	1996a	1996b	2010
Carga (Wh/día.casa)	400	1200	1200
Tasa de descuento (%)	8	8	8
Precio diesel (Euros/litro)	0,1	0,1	0,1
Impuesto CO <sub>2</sub> (Euros/tn)	0	0	0
Coste inversión gen. FV (Euros/kW <sub>p</sub> )	6400	6400	3200
Coste inversión turbina 0,5 kW (Euros/kW)	3092	3092	2164
Coste inversión turbina 100 kW (Euros/kW)	1334	1334	934

**Tabla 5.1.** Escenarios considerados en la aplicación de Solargis a Túnez.

Una hipótesis fundamental de estos escenarios es que el empleo de la electricidad está restringido a las aplicaciones domésticas. La industria local, el desarrollo de la agricultura y el bombeo de agua, no están considerados.

En la referencia indicada se aporta un estudio comparativo de los tres escenarios, aunque se especifica que no se ha realizado un análisis de sensibilidad. De dicho estudio se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- ⇒ No hay potencial para sistemas híbridos eólico-diesel en la región
- ⇒ La distancia media de conexión a la red es de 2,2 km
- ⇒ Para una alta densidad de consumo la opción más adecuada es la extensión de la red
- ⇒ Existe un alto potencial fotovoltaico en Kairouan, en la que el 50% de la población no está conectada a la red
- ⇒ La competitividad entre sistemas renovables y no renovables depende mucho del tamaño de la demanda

#### **d) Aplicación de Solargis en el estado de Karnataka (India) (Mahmmud et al, 96)**

El estado de Karnataka tiene una superficie de 192.204 km<sup>2</sup>, 5,4 % del total de la India. La población es aproximadamente de 45 millones (1991), la mayoría situada en comunidades rurales. El consumo energético anual "per cápita" es de 400 kWh. Para obtener la velocidad del viento en la región se ha interpolado utilizando el programa AIOLOS, teniendo en cuenta los datos topográficos. La radiación solar se ha estimado a partir del conocimiento de la nubosidad.

El estudio se ha realizado sobre tres tipos de sistemas: sistemas conectados a red (asociación de aerogeneradores de 1 a 4 MW); sistemas aislados (para uso doméstico y bombeo de agua, con potencias entre 10 y 60 kW) y sistemas híbridos (para comunidades, con potencias de 100 a 300 kW). El tiempo de vida se ha considerado de 20 años para todos los sistemas y componentes, excepto para la acumulación por baterías, para la que se ha tomado 5 años.

El estudio se ha realizado para el año 1996 y para un escenario en el año 2010, suponiendo que el coste de las turbinas eólicas se reduce en un 30%, el de los paneles fotovoltaicos en un 50%, y que el precio del combustible diesel se incrementa en un 2%.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad de la distancia a la red, la distancia a las carreteras, velocidad media anual del viento, radiación solar anual, sobre el LEC.

#### **e) Aplicación de Solargis a la Isla de Santiago (Cabo Verde) (Monteiro et al, 1998)**

Para modelar la velocidad del viento se emplea el programa WASP, teniendo en cuenta la orografía y rugosidad y los datos de las estaciones meteorológicas, considerando los obstáculos alrededor de las mismas.

La radiación solar sobre el plano de los paneles se obtiene en diversas etapas partiendo de los valores de radiación directa y difusa, calculados teniendo en cuenta la altitud, visibilidad, zona climática, orografía, ángulos entre los rayos solares y la pendiente del terreno, albedo y sombras.

Para la electrificación rural, el resultado ha sido que la extensión de red es la alternativa más adecuada para las zonas con gran densidad de población y situadas cerca de la red existente. Los sistemas híbridos eólico-diesel son más adecuados para áreas con buenos recursos eólicos y alta densidad de población. Los sistemas aislados, debido a su mayor coste, son rentables para lugares aislados y con baja densidad de población.

Para estos cálculos se han considerado valores típicos para la demanda y costes. Sin embargo, estos valores presentan una gran incertidumbre, sobre todo en un proceso de planificación. Por este motivo, en este estudio, se ha empleado la lógica borrosa para el cálculo del LEC, especialmente para integrar las incertidumbres del crecimiento de la carga y de los costes de combustible y de inversión.

#### **f) Otras aplicaciones de Solargis**

Existen otras aplicaciones de Solargis, para más información pueden consultarse las siguientes direcciones de Internet:

- Proyecto de electrificación rural de 26 pueblos del Norte de Marruecos ([www.cenerg.cma.fr/~st/solargis/case\\_pot.html](http://www.cenerg.cma.fr/~st/solargis/case_pot.html))
- Integración de energías renovables en el estado de Pará de Brasil (<http://power.inescn.pt/meapa/portugues/meapa.html>)

#### **g) SIG para la integración de sistemas fotovoltaicos autónomos en áreas aisladas (Muselli, 97; Muselli et al, 97, pp. 2589-2592; Muselli et al, 99)**

El SIG desarrollado compara cuatro sistemas de suministro eléctrico: fotovoltaico, híbrido fotovoltaico-diesel, diesel y extensión de red, con el criterio del coste mínimo del kWh producido. Se ha aplicado a la Isla de Corsica.

La metodología se distingue de otros SIG en que utiliza configuraciones optimizadas de los sistemas con probabilidad de pérdida de carga igual a cero. Para realizar los cálculos considera cuatro perfiles de carga tipo, que varían, desde el tipo "día" para consumo principalmente

durante el día (típico de una aplicación de bombeo), al perfil “noche” con consumo predominante por la noche (típico de iluminación pública), ambos con 1 kWh/día; hasta los perfiles relativos a viviendas, con consumos medios diarios de 1,9 kWh/día, “perfil de bajo consumo” y 3,7 kWh/día “perfil de consumo estándar”.

Para la red de MT utiliza mapas a escala 1:50.000, mientras que para la representación topográfica utiliza mapas a escala 1:25.000. Considera como casa potencialmente aisladas la situada a más de 500 metros de la red.

Para determinar la radiación solar sobre el plano de los paneles, en primer lugar construye una serie sintética de datos de radiación global horaria sobre el plano horizontal, a partir de los datos de radiación global diaria sobre dicho plano obtenida por las imágenes del satélite Meteosat. Para pasar de esta serie horaria sobre plano horizontal a una serie horaria sobre el plano de los paneles sigue el modelo de Hay.

Considera dos metodologías:

- 1ª) Una línea eléctrica de MT es construida para cada casa aislada
- 2ª) Considera las casas agrupadas en un radio de 500 m, alrededor de una casa de referencia

Emplea como parámetro de comparación el LEC, teniendo en cuenta el coste de la inversión, del mantenimiento y del reemplazamiento de los equipos, para cada uno de los sistemas. Considera el coste de mantenimiento de la red, del 2% del coste de inversión. La potencia nominal del grupo diesel se calcula, a partir de la potencia pico de la carga, teniendo en cuenta la eficiencia del convertidor alterna-continua.

Uno de las aplicaciones del SIG ha sido el estudio del valor límite de la demanda para el cual el potencial fotovoltaico e híbrido fotovoltaico, es menor al 50%. Los resultados son de 3,5 kWh/día a 4,5 kWh/día (perfiles “día” y “noche”) para casas individuales y, 2,8 kWh/día a 3,5 kWh/día para agrupaciones de casas. En ambos casos, los resultados son elevados debido al coste de la extensión de red en Corsica.

El estudio final ha determinado el potencial de renovables, según el LEC mínimo, para los cuatro perfiles definidos. El resultado ha sido de un 80% para sistemas híbridos fotovoltaicos, para todos los perfiles, excepto para el estándar que ha sido del 60%. El potencial restante, en la isla, es para la extensión de red, a pesar de que el 80% de los potenciales usuarios está a menos de 2 km de la red de MT.

#### **h) Otros SIG de electrificación rural renovable (Alonso-Abella et al., 96, p. 464)**

En Sudáfrica se ha desarrollado un SIG para evaluación de la demanda de energía eléctrica rural. Las bases de datos que maneja contienen información de los ingresos por vivienda, los modelos de consumo energético, la parte del presupuesto familiar dedicada a energía, etc. El SIG permite calcular la demanda de sistemas de casas solares fotovoltaicas bajo diferentes aspectos como son, las condiciones rurales (ingresos, gastos energéticos, etc.), planes de extensión de red de Eskom (la compañía eléctrica del país), todo ello en el marco de una planificación energética integrada.

## 5.2. MÉTODO PROPUESTO

### 5.2.1. JUSTIFICACIÓN

El empleo de SIG como herramienta soporte de la integración regional de energías renovables es prácticamente imprescindible en la actualidad. Pero su facilidad de manejo puede inducir a error, ya que existe un desconocimiento de la fiabilidad de los resultados debido a diversas fuentes de incertidumbre:

- ⇒ Errores en los datos, tanto en la fuente, como los introducidos en el proceso de su integración en el SIG.
- ⇒ Errores cometidos por el propio funcionamiento del programa, tolerancia del análisis.
- ⇒ Los valores empleados para los parámetros suelen ser valores medios, con la correspondiente mayor o menor desviación de los valores reales.
- ⇒ Algunos parámetros deben estimarse debido a que no tienen un valor objetivo o es demasiado complejo su cálculo exacto.
- ⇒ Los resultados son válidos exclusivamente en el marco de las hipótesis consideradas, tanto en la realización de la programación del SIG, como en los valores elegidos para los parámetros. Esto debe ser tenido en cuenta en la interpretación de los resultados.

Las dos primeras razones pueden ser conocidas con exactitud y minimizadas como corresponde a todo programa informático por complicado que este sea. Las demás exigen un tratamiento adecuado.

En primer lugar concretamos las fuentes de incertidumbre:

- 1ª) Desconocimiento de la demanda
- 2ª) Imprecisión del valor del factor de capacidad correspondiente a los sistemas de las distintas tecnologías
- 3ª) Imprecisión del valor de parámetros de tipo económico como la tasa de descuento
- 4ª) Imprecisión a la hora de interpretar unos resultados energético-económicos válidos únicamente en un contexto previamente definido

### 5.2.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

Para cada una de estas fuentes de error se propone una acción correctora que consiste respectivamente en:

- 1ª) Estudio socioeconómico que permita establecer un escenario normalizado de consumo para estimar la demanda de energía eléctrica en función de variables socio-económicas de la región.
- 2ª) Analizar la dependencia del factor de capacidad de las tecnologías renovables, esto obliga a la realización de un estudio del estado del arte de estas tecnologías.
- 3ª) Realizar un análisis del mercado energético de la región que garantice una coherencia en los valores adjudicados a los parámetros económicos.
- 4ª) Un “análisis de sensibilidad espacial” que permita determinar los parámetros con mayor influencia en el resultado del método y en que forma afectan a dicho resultado. Con el fin de establecer la fiabilidad del resultado en función del “grado de sensibilidad espacial” mostrado por el LEC.

Los tres primeros puntos han llevado a la revisión de Solargis, tanto de su metodología, como de sus algoritmos, sus variables y los valores de éstas. En el punto siguiente se exponen los resultados obtenidos.

En el punto 5.2.4. se expone el diagrama de flujo del SIG realizado, junto a una descripción de su funcionamiento y la “interface” del usuario. En el punto 5.2.5 se describe la metodología de análisis de sensibilidad espacial.

### 5.2.3. REVISIÓN DE SOLARGIS

Una de las partes fundamentales del trabajo realizado ha consistido en la revisión y perfeccionamiento de Solargis, con el objetivo final de mejorar en la fiabilidad de los resultados. En los puntos siguientes se describen los resultados a los que se ha llegado.

#### **a) Incorporación de un escenario para determinar la demanda**

En el diseño inicial, Solargis “pide” al usuario que elija un valor de la demanda entre tres posibilidades:

- |                                |             |
|--------------------------------|-------------|
| • Iluminación + radio          | 400 Wh/día  |
| • Iluminación + nevera + radio | 1200 Wh/día |
| • Muchas aplicaciones          | 5000 Wh/día |

Además puede indicarse la demanda de forma exacta si es conocida.

Se ha modificado la programación y las pantallas, de forma que el usuario ya no tiene que conocer la demanda sino que debe suministrar al SIG el nivel económico y el número medio de personas por vivienda, del área de estudio. Un programa establece unos valores tipo de demanda en función de esos dos parámetros y el menú correspondiente permite introducir dichos datos. Se ha mantenido la posibilidad de indicar directamente el valor de la demanda si es conocido.

Esta propuesta se basa en que la demanda por vivienda en electrificación rural es difícil de conocer, tal como se indica en el apartado 2.1. Por este motivo se ha incorporado en la programación de Solargis el escenario propuesto en 2.1.3. para viviendas con consumo racional y para viviendas convencionales. Ambos escenarios están basados en el tamaño familiar y en el nivel económico de forma que se facilita al usuario la introducción de valores de partida, evitándole tener que hacer estimaciones de la demanda.

Evidentemente estos escenarios son válidos únicamente para el entorno en el que son diseñados, en nuestro caso, países del sur de Europa, pero sería fácil realizar escenarios para otras zonas del planeta (por ejemplo, países en vías de desarrollo, países “fríos”, etc.) e incluirlos en la programación.

Como se indica en el punto 2.1.3, un único escenario de consumo para instalaciones de energías renovables y conexión a red o suministro con grupo electrógeno presenta varios inconvenientes. Si se consideran datos estadísticos del sector residencial se perjudica a la opción renovable, que para ser rentable debe utilizar receptores eficientes y consumo racional. Si se utilizan niveles de consumo bajos se penaliza a la opción red o diesel, debido a que cuanto menor sea el factor de la carga, menos competitiva es la alternativa convencional. La dificultad de utilizar estos escenarios, es que sus niveles de consumo, para una misma situación socioeconómica, deben ser correlativos. La ausencia de datos al respecto se ha superado con la desagregación de la demanda y el estudio de eficiencia por tipos de aplicaciones que se describe en 2.1.

Para aumentar la coherencia del modelo propuesto se incorpora en los costes de las instalaciones renovables, un “ítem” para considerar el coste adicional que suponen los equipos eficientes.

## **b) Dimensionado de los sistemas centralizados**

Solargis, para diseñar los sistemas centralizados, supone una relación entre la potencia máxima y la media de 2:1. Esto es válido, aproximadamente, en cuanto a la forma de la curva media de carga diaria de una vivienda, pero no puede utilizarse como factor de diseño, ya que hay que tener en cuenta cuestiones como las siguientes:

- La potencia consumida en el arranque de ciertos receptores es muy superior a la nominal
- La curva de carga diaria varía estacionalmente y de unos consumidores a otros
- Los conocimientos de la demanda residencial en España (Red Eléctrica de España, 98) permiten concluir que el factor de capacidad para una vivienda (relación entre el consumo real y el producido sobre la base de la potencia instalada) raramente alcanza valores superiores al 0,05
- Para elegir adecuadamente la potencia de los sistemas centralizados hay que considerar, además de la curva media de carga diaria, un factor de simultaneidad.

Por este motivo, se han diseñado los sistemas centralizados teniendo en cuenta todos estos factores, tal como se desarrolla en el punto 2.2.1. y se ha incluido en la programación. Este dimensionado lo realiza el programa en función de la demanda en lugar del factor de la carga, que es un parámetro menos accesible y conocido.

### c) Control del programa por el usuario

Con el objetivo de permitir un manejo más fácil por parte del usuario, se han rediseñado las pantallas existentes, traduciéndolas al castellano, y se han incorporado otras nuevas. Dos mejoras concretas en esta línea han sido las siguientes:

#### ➤ Cálculo automático del tamaño de la acumulación

Solargis permite al usuario determinar la demanda y el tamaño de la acumulación de forma independiente, en pantallas sucesivas. Esto puede dar lugar a errores, dependiendo del usuario del programa. Para evitar esta situación se han incluido una nueva pantalla en la que se introducen los parámetros técnicos de la acumulación y los días de autonomía considerados para cada tecnología. Un programa, que aplica el algoritmo clásico, calcula la capacidad en función de la demanda y de los parámetros citados.

#### ➤ Parámetros accesibles en pantalla

La revisión del control del programa, desde las pantallas que maneja el usuario, ha permitido eliminar parámetros accesibles al mismo, pero que el programa no emplea, e incluir otros nuevos a los que no tenía acceso. Entre estos últimos cabe destacar:

- ❖ Coeficiente de extrapolación vertical de la velocidad del viento
- ❖ Longitud máxima de las líneas de baja tensión
- ❖ Altura de la turbina del sistema eólico-diesel

Además, a todas las variables de partida incorporadas se les ha dotado de acceso por pantalla. A las ya citadas relativas a la acumulación, se añaden:

- ❖ Nivel económico del área de estudio
- ❖ Coeficiente de diseño de los sistemas diesel centralizados
- ❖ Factor de forma del perfil de la curva de carga diaria
- ❖ Factor de simultaneidad
- ❖ Factores de escala del coste del grupo diesel

### d) Depuración del programa y ajuste de parámetros

Se ha realizado una exhaustiva tarea de depuración del programa que ha llevado a la eliminación de ciertas variables y cálculos, y la incorporación de otros. A continuación se resumen las cuestiones más significativas.

#### ➤ Eliminación del sistema: grupo electrógeno de gasolina

Los equipos comerciales de este tipo disponibles en el mercado español, son para uso esporádico, en aplicaciones de “bricolaje”, etc.; con pequeñas potencias, habitualmente entre 1 y 4 kW. Los mismos fabricantes indican en sus catálogos que no deben emplearse en funcionamiento continuo más de dos horas. El coste del combustible hace que no sean competitivos con grupos diesel, sobre todo si estos utilizan gasóleo B. Por todas estas razones, no son adecuados para electrificación rural. En caso de utilizarse, su tiempo de vida quedaría limitado a uno o dos años a lo sumo.



➤ Ajuste de valores de parámetros

Se han ajustado los valores de ciertos parámetros. Entre estos ajustes, el más significativo, ha sido el de los costes de operación y mantenimiento de los distintos sistemas. Se ha establecido, por programa, diversos intervalos de valores para los costes de los sistemas únicamente diesel.

Se ha mantenido el valor del tiempo de vida considerado por Solargis para los grupos diesel pero considerando la reconstrucción del motor a partir de un número determinado de horas de operación, suponiendo una utilización diaria de unas 6 horas. Esto ha dado lugar a suponer la reconstrucción del motor de los grupos individuales cada cinco años y los centrales cada diez años (ver punto 3.3.10).

La inclusión de un inversor para los sistemas renovables individuales se sitúa en un nivel de demanda de 700 Wh/día, cuando inicialmente se considera a partir de 5000 Wh/día. Aunque la electrificación rural en países desarrollados obliga a la utilización de corriente alterna, no ocurre así en los países en vías de desarrollo. Por tanto, para conseguir la “universalidad” del programa se mantiene la posibilidad de incluir o no inversor.

➤ Inclusión de nuevos costes

Además de los ya citados “costes de equipos eficientes”, se han incluido los siguientes nuevos costes:

- ❖ Coste de reconstrucción del motor de equipos diesel
- ❖ Coste de los derechos de acometida y conexión en los sistemas con red de baja tensión
- ❖ Coste de acumulación y coste de acondicionamiento de potencia en los sistemas centralizados (diesel y eólico-diesel)

**e) Cálculo de “grids”**

➤ Poblamiento como variable geográfica

En el proceso del sistema de información geográfica es necesario el cálculo de una gran cantidad de “grids” intermedios, que inicialmente se determinaban sobre la base a los datos de población. Esto se ha modificado y todos estos cálculos se realizan en función del número de casas por píxel: poblamiento, que es una variable geográfica conocida.

➤ Longitud de las líneas de BT

En la versión de partida, la longitud de las líneas de BT se determina, según una fórmula experimental, en función de la potencia del sistema centralizado. Esto da lugar a errores considerables, especialmente en determinadas distribuciones de las casas dentro de un píxel, desaprovechando el potencial de los sistemas de información geográfica.

El valor de este parámetro se determina en tres pasos. En primer lugar, se calcula el número de casas por píxel con la función “pointdensity”. A continuación se determina la distancia media de todas las casas al centroide del píxel con la función “pointdist”. Por último, se calcula la longitud de las líneas de BT como el producto de los dos “grids”

anteriores: “número de casas por píxel” por la “distancia media de todas las casas al centroide de cada píxel”.

Aparte de lo descrito en los puntos anteriores, se ha realizado un nuevo programa AML que permite obtener, de forma exhaustiva y completa, los datos resultantes de la aplicación del sistema de información geográfica. Estos datos son el número de casas, la potencia instalada, la energía producida y la inversión realizada, para cada tecnología, completados con datos de viento, radiación solar, densidad de población, distancia a la red de MT, etc. Esta información es accesible en la pantalla de salida en “resultados numéricos”.

Las pantallas que resumen los valores de referencia de los parámetros relativos a un sistema, se han completado incluyendo un desglose en el LEC de referencia, según las ecuaciones del punto 3.4.

#### 5.2.4. SIG PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

El sistema de información geográfica diseñado procesa la información para el área de estudio según el diagrama de flujo de la figura 5.2. El funcionamiento se establece en los pasos descritos a continuación, se aportan también las pantallas que se va encontrando el usuario para controlar el proceso.

Antes de empezar el proceso aparece unas primeras pantallas de presentación y explicación del Sistema de Información Geográfica. En la figura siguiente, puede verse una de ellas, que ya existía en Solargis 1.0.

**ELECTRIFICACIÓN RURAL**

**Se comparan tres tecnologías de energías renovables:**

- \* Sistema fotovoltaico autónomo
- \* Sistema eólico autónomo
- \* Sistema eólico–diesel central

**con alternativas energéticas no renovables:**

- \* Pequeño grupo diesel
- \* Sistema diesel central
- \* Conexión a la red eléctrica

**para suministrar electricidad a viviendas aisladas.**

**Los datos de entrada necesarios son 4 mapas con una resolución, o píxel, de 1 km<sup>2</sup>:**

- \* Densidad de población rural (habitantes/km<sup>2</sup>)
- \* Radiación global media en el plano del panel (kWh/m<sup>2</sup>.año)
- \* Velocidad media anual del viento (m/s a 10 m)
- \* Distancia de conexión a la red de Media Tensión (km)

**El proceso incluye tres etapas:**

- 1) A usted se le pedirán las características de la demanda, referencias de los datos eólicos y los principales parámetros técnicos y económicos.
- 2) Se calculan, píxel a píxel, los costes de electrificación equivalente para todas las tecnologías.
- 3) Los resultados se muestran a través de un menú interactivo.

**CONTINUAR**

**Figura 5.1.** Pantalla de descripción del Sistema de Información Geográfica.

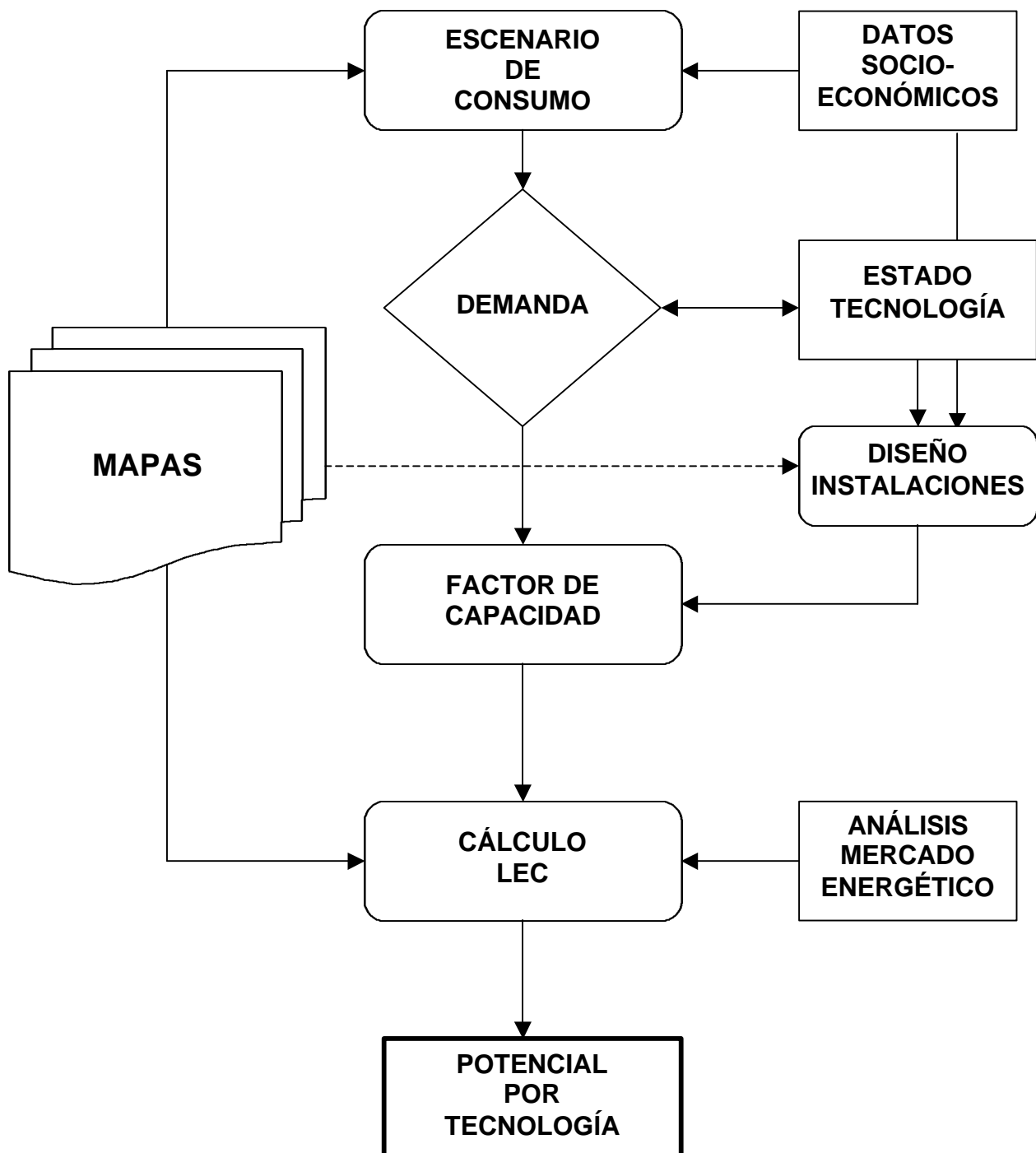


Figura 5.2. Diagrama de flujo del método propuesto.

## 1) Cálculo de la demanda por vivienda y por píxel

En primer lugar el sistema estima la demanda por vivienda, a partir del escenario de consumo diseñado en el apartado 2.1, utilizando como datos de partida el nivel económico y el número medio de personas por vivienda para el área de estudio. Esta demanda se establece de distinta forma para las viviendas electrificadas con energías renovables, para las que se supone el empleo de equipos eficientes; de las viviendas con suministro convencional (red o grupo electrógeno), para las que supone un equipamiento estándar del sector residencial. Conocida la demanda por vivienda, se divide el territorio en píxeles de  $1 \text{ km}^2$  y, empleando un mapa de poblamiento, se calcula la demanda por píxel.

La demanda diaria por vivienda para los sistemas fotovoltaico y eólico se determina según un escenario que es función del nivel económico del área de estudio y del número de personas por vivienda, suponiendo receptores eficientes y consumo racional. Si conoce su valor elija "demanda conocida".

Seleccione el nivel económico del área de estudio:

Bajo
Medio
Alto
Demanda conocida

Especifique el número medio de personas por casa:

En el caso de que el número medio de personas por casa sea superior a 2, la instalación contará con un inversor para suministrar corriente alterna. La potencia del inversor se calcula en función del perfil de la curva de carga diaria a través del parámetro:

Factor de forma de la curva de carga diaria:

**Figura 5.3.** Pantalla para la demanda de instalaciones de energías renovables.

## 2) Dimensionado de la acumulación y el acondicionamiento de potencia

A partir de la demanda, y suponiendo las instalaciones tipo del apartado 1.4.2, se calcula el tamaño que debe tener la acumulación y el acondicionamiento de potencia, para los rendimientos de los equipos comerciales. El usuario puede controlar los parámetros de la acumulación en la pantalla de la figura 5.6. y el rendimiento del inversor en la de la figura 5.7.

Un sistema central (C.T., diesel o híbrido eólico-diesel) situado en el centro de un pixel de 1 km<sup>2</sup> alimenta a las casas a través de una red de baja tensión.

La demanda media anual en las instalaciones con energía convencional se establece en base a los datos estadísticos existentes de demanda residencial, en función del nivel económico del área de estudio y del número de personas por vivienda.

La potencia del sistema diesel central se establece exclusivamente en función del parámetro:

Factor de diseño diesel central:

El cálculo de la conexión a red supone que:

1) Se instala un centro de transformación en el centro de cada pixel aislado de 1 km<sup>2</sup>. La potencia del del C.T. depende del perfil de la curva de carga diaria y del factor de simultaneidad.

Factor de simultaneidad:

2) Se construye una línea de MT para conectar individualmente el CT con la línea de MT más cercana. La distancia de conexión se supone cero alrededor de la línea de M.T. para la distancia alcanzable por las líneas de B.T.

Longitud máxima de líneas de B.T.:  km

3) Se instalan líneas de BT desde el CT a los usuarios finales. Las líneas de B.T. se dimensionan en función del perfil de carga diaria de cada vivienda (parámetro definido en pantalla anterior).

**Figura 5.4.** Pantalla para demanda y dimensionamiento de instalaciones de energías convencionales.

Por favor, indique las siguientes referencias para los datos eólicos:

Altura de medida del mapa de viento  metros

Altura del buje para pequeñas turbinas eólicas  metros

Altura del buje de la turbina (sistema eólico-diesel)  metros

Coefficiente de extrapolación vertical

**Figura 5.5.** Pantalla para valores de referencia de los datos del recurso eólico.

**Autonomía de las baterías para los distintos sistemas:**

Fotovoltaico	<input type="text" value="5"/>	Días
Pequeña turbina eólica	<input type="text" value="5"/>	Días
Diesel individual	<input type="text" value="2.5"/>	Días
Eólico-diesel	<input type="text" value="0.5"/>	*
Diesel central	<input type="text" value="1"/>	*

**(\*) Porcentaje del consumo diario total del píxel**

**Parámetros de la batería de Plomo-ácido:**

Rendimiento energético	<input type="text" value="0.9"/>
Profundidad descarga	<input type="text" value="0.6"/>

**Figura 5.6.** Pantalla para dimensionar la acumulación.

### 3) Factor de capacidad (potencia instalada)

La determinación de la potencia instalada es distinta según el tipo sistema (ver apartado 2.2). Para los sistemas de energías renovables conocidos los recursos: radiación solar sobre el plano de los paneles y velocidad del viento a la altura de la turbina; se calcula el factor de capacidad según el estado del arte de la tecnología (eficiencias, potencias disponibles, etc.; en la pantalla de la figura 5.7. aparecen los parámetros modificables por el usuario). La potencia instalada se determina a partir de la energía producida y el factor de capacidad.

Para los equipos convencionales se determina la potencia instalada en función del nivel económico de la zona y los parámetros de diseño actuales. El factor de capacidad se calcula a partir de dicha potencia y de la energía producida.

### 4) Cálculo de LEC

Incorporando la información de un análisis de mercado (ver pantalla de la figura 5.8), se calcula el LEC para cada tecnología aplicando las expresiones del apartado 3.4. a cada píxel, para lo que se debe conocer: el número de casas del píxel, la distancia a la red, la radiación solar sobre el plano de los paneles y la velocidad del viento a la altura del buje.

### 5) Potencial para cada tecnología

Comparando los valores del LEC para cada píxel se establece un programa de electrificación rural para el área de estudio, considerando la tecnología que ofrece el menor coste actualizado y anualizado del kWh. En el capítulo 6 se describen los mapas y pantallas obtenidos.

<b>Eficiencias energéticas:</b>		
Generador fotovoltaico + batería	<input type="text" value="0.75"/>	
Pequeña turbina eólica + batería	<input type="text" value="0.6"/>	
Inversor vivienda	<input type="text" value="0.85"/>	
Inversor central	<input type="text" value="0.9"/>	
Turbina eólica (eólico-diesel)	<input type="text" value="0.6"/>	
<b>Consumo de combustible:</b>		
Diesel individual	<input type="text" value="0.42"/>	litros/kWhe
Diesel central	<input type="text" value="0.38"/>	litros/kWhe
<b>Contenido de emisiones de CO2:</b>		
Diesel	<input type="text" value="0.0005"/>	ton/kWhe
Central eléctrica	<input type="text" value="0.00045"/>	ton/kWhe
<b>Parámetros empleados para los cálculos de referencia:</b>		
Radiación plano paneles	<input type="text" value="1722"/>	kWh/m2.año
Velocidad media anual viento	<input type="text" value="3"/>	m/s
Longitud de la línea de MT:	<input type="text" value="1.8"/>	km
Nº de viviendas medio por pixel:	<input type="text" value="3"/>	
<input type="button" value="CONTINUAR"/>		<input type="button" value="CANCELAR"/>

Figura 5.7. Pantalla de parámetros técnicos.

<b>GENERALES</b>					
Tasa de descuento	<input type="text" value="0.05"/>		Precio Diesel	<input type="text" value="0.4"/>	Eur/l
Impuesto CO2	<input type="text" value="0"/>	Eur/ton	Tarifa eléctrica	<input type="text" value="0.18"/>	Eur/kWh
Derechos de acometida(1)	<input type="text" value="100"/>	Eur/kW	Equipos eficientes(2)	<input type="text" value="500"/>	Eur
<b>COSTE INVERSION</b>		<b>COSTE MANTENIMIENTO</b>		<b>TIEMPO DE VIDA</b>	
Paneles fotovoltaicos	<input type="text" value="9000"/>	Eur/kWp	<input type="text" value="100"/>	Eur/kWp.año	<input type="text" value="20"/>
Pequeña Turbina Eólica	<input type="text" value="6000"/>	Eur/kW	<input type="text" value="150"/>	Eur/kW.año	<input type="text" value="20"/>
Factor escala precio Turbina Eólica 25 kW				<input type="text" value="0.2"/>	
Grupo diesel 3.5 kVA	<input type="text" value="1100"/>	Eur/kW	<input type="text" value="200"/>	Eur/kW.año	<input type="text" value="20"/>
Factor escala precio diesel 25 kVA				<input type="text" value="0.3"/>	
Línea de MT 2 MW	<input type="text" value="30000"/>	Eur/km	<input type="text" value="300"/>	Eur/km.año	
CT 50 kVA	<input type="text" value="11000"/>	Eur	<input type="text" value="0"/>	Eur/año	<input type="text" value="30"/>
Línea BT	<input type="text" value="15000"/>	Eur/km	<input type="text" value="0"/>	Eur/km.año	
Batería plomo/ácido	<input type="text" value="140"/>	Eur/kWh	<input type="text" value="0"/>	Eur/kWh.año	<input type="text" value="5"/>
Inversor	<input type="text" value="600"/>	Eur/kWh	<input type="text" value="0"/>	Eur/kWh.año	<input type="text" value="20"/>
<p>(1) Valor para instalación de B.T. conectada a la red</p> <p>(2) Sobre coste de equipos (lavadora, frigorífico, lámparas y TV) eficientes</p> <p>(3) Valor medio del tiempo de vida de todo el equipo de conexión a red</p>					
<input type="button" value="CONTINUAR"/>		<input type="button" value="CANCELAR"/>			

Figura 5.8. Pantalla de parámetros económicos.

## 5.2.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESPACIAL

Este análisis se estructura en las siguientes etapas:

- 1ª Revisión de la metodología de cálculo del LEC para cada tecnología con el objetivo de detectar los parámetros con influencia en el LEC correspondiente. Determinación de los parámetros con mayor influencia a través de un análisis de sensibilidad del LEC de cada tecnología.
- 2ª Realización de un análisis de sensibilidad espacial del potencial de electrificación rural de la zona de estudio respecto a los parámetros encontrados en la etapa anterior, que permita seleccionar las variables más significativas en la distribución de dicho potencial.
- 3ª Estudio del comportamiento espacial de las variables de la etapa anterior que permita determinar la “estabilidad” del resultado obtenido.

### 1ª) Análisis de sensibilidad del LEC

En las gráficas siguientes aparecen los resultados del análisis de sensibilidad de cada tecnología. En dichas figuras se puede observar la influencia de la variación del valor de los parámetros respecto a un valor de referencia.

Debe tenerse en cuenta que la pendiente de las curvas obtenidas no puede compararse directamente, ya que el significado de variación de cada parámetro es distinto y la probabilidad de que esa variación se produzca también. Por ejemplo, una variación en la velocidad media anual del viento respecto al valor considerado puede ser debido a incertidumbre inherente a la aplicación del modelo de extrapolación espacial o a la escasez de datos, etc. En cambio un aumento de la eficiencia de la turbina eólica será debido a una mejora tecnológica.

En general, las causas de variación de los distintos parámetros considerados pueden agruparse en:

- Incertidumbre en la determinación de los recursos renovables

Estas incertidumbres afectan a la velocidad del viento y a la radiación solar, se ha considerado una variación máxima respecto a los valores considerados de  $\pm 25\%$ . Su influencia será muy importante para la competitividad de las instalaciones renovables respecto a las convencionales.

- Evolución de la tecnología

Los cambios en la tecnología afectan a los rendimientos de los equipos y al tiempo de vida de la instalación. En cuanto a la eficiencia, dada su importancia sobre el LEC de los sistemas renovables, será fundamental comprobar como puede influir en la distribución del potencial de estas tecnologías en el área de estudio. Respecto al tiempo de vida, la mejora tecnológica puede dar lugar a un acortamiento del tiempo de vida de las instalaciones consideradas, dado el interés económico que tenga el renovarlas. En este caso sólo tienen interés a corto plazo las variaciones moderadas respecto a los valores considerados.



➤ Cambios en el escenario socioeconómico

Estos cambios afectan al consumo y a la densidad de carga (posibles movimientos de población, cambios en las densidades demográficas, etc.). Tendrán especial influencia en los sistemas convencionales, en los que el factor de la carga es crucial para mantener costes del kWh competitivos. Las variaciones consideradas son del orden del 50% respecto a los valores de referencia. Otro parámetro cuyo valor está condicionado por la situación socioeconómica es la tasa de descuento.

➤ Cambios en el mercado energético

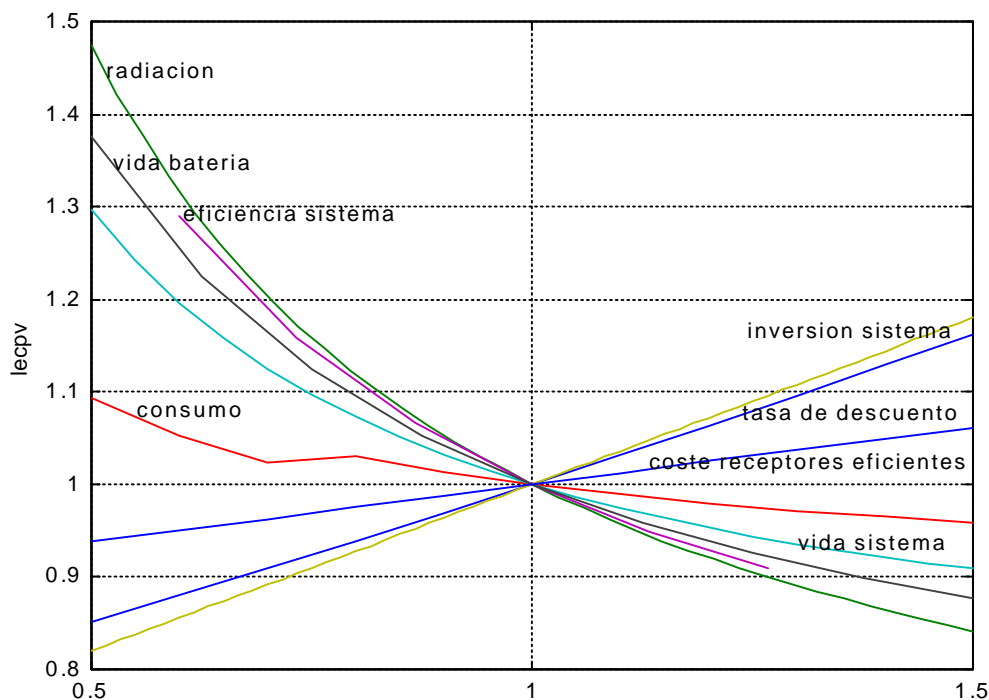
Estos cambios afectan a los costes de inversión de los distintos equipos, al precio del combustible y al del kWh. Todos estos parámetros condicionan el resultado obtenido. Los márgenes de variación considerados serán muy amplios dada la incertidumbre de estos valores y la dificultad de que permanezcan estables para el período de análisis considerado.

Algunos de los parámetros considerados inicialmente se han eliminado para simplificar las figuras, debido a su menor influencia. En la “araña” correspondiente al sistema eólico no se han representado las variables: coste de OM e inversión en receptores eficientes. En el diagrama del LEC de conexión a red se han eliminado las variables: inversión en líneas de BT, longitud de las líneas de BT y inversión en el CT, ya que la variación que producen en el LEC queda por debajo de la influencia de la variación de la tarifa eléctrica. En el sistema diesel central se ha omitido la representación de la influencia de la inversión en la línea de BT y de la longitud de la misma.

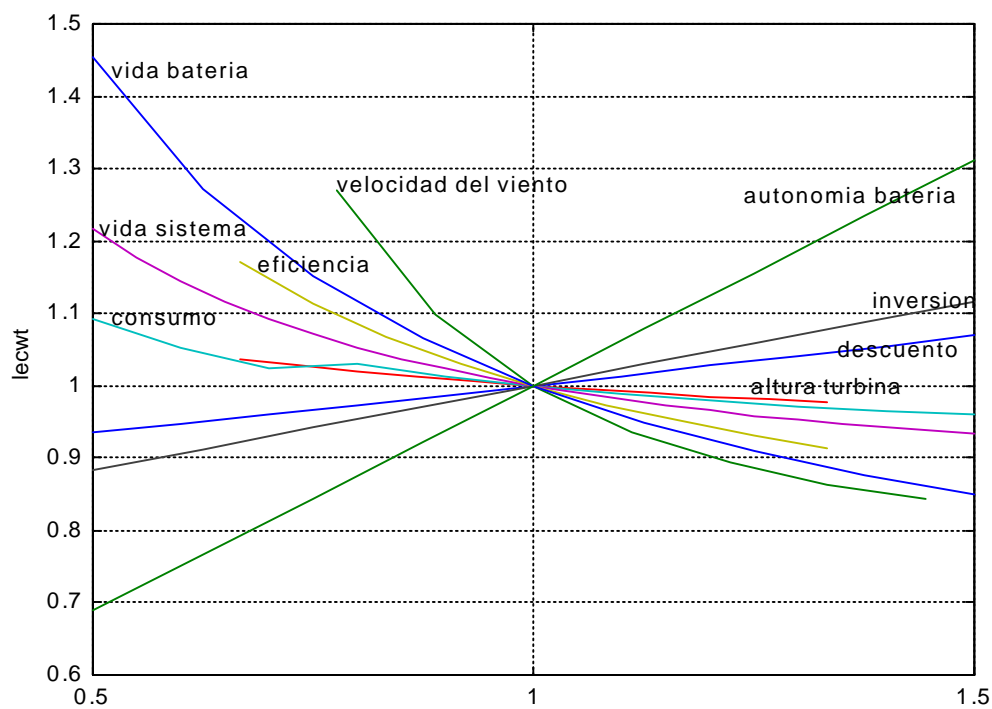
De la observación de las figuras 5.9 a 5.14 se concluye que el LEC correspondiente es sensible a las variaciones de los siguientes parámetros, en el orden indicado:

- Sistema fotovoltaico
  - Radiación solar
  - Eficiencia del generador fotovoltaico junto con la batería
  - Tiempo de vida de la batería
  - Tiempo de vida del sistema
  - Inversión en el generador fotovoltaico
  - Tasa de descuento
  - Consumo
- Sistema eólico
  - Velocidad del viento
  - Tiempo de vida de la batería
  - Autonomía de la batería
  - Eficiencia del generador eólico y la batería
  - Tiempo de vida del sistema
  - Inversión en el generador fotovoltaico
  - Tasa de descuento
  - Consumo
  - Altura de la turbina

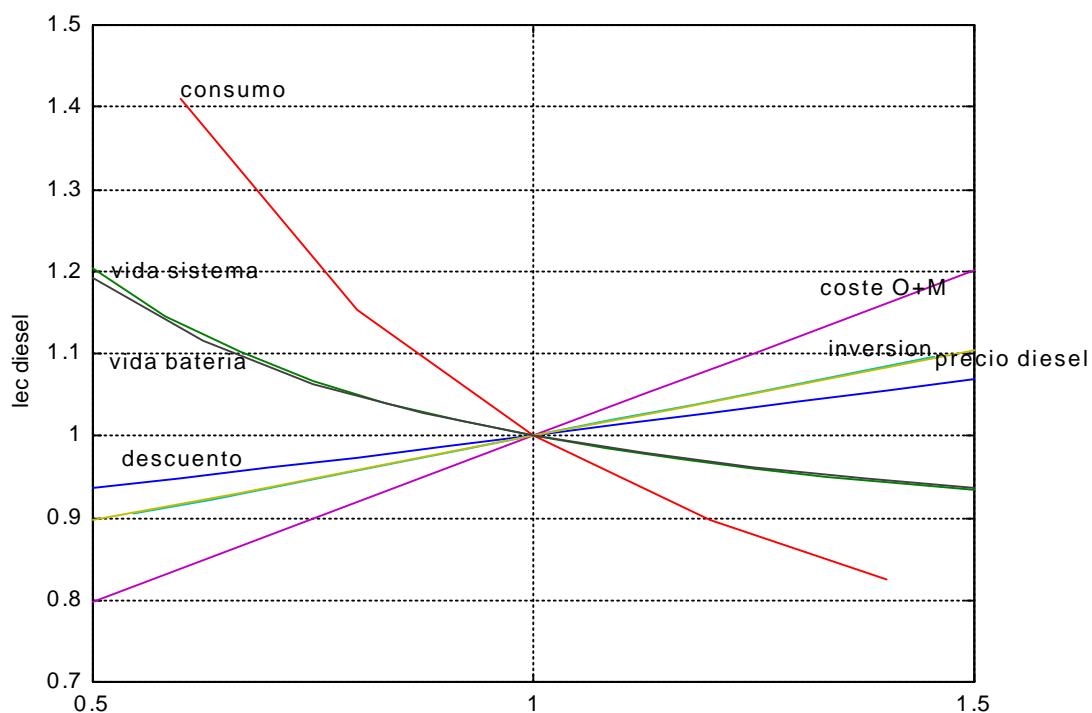
- Sistema diesel individual
  - Consumo
  - Coste de OM
  - Tiempo de vida del sistema
  - Tiempo de vida de la batería
  - Inversión en el grupo diesel
  - Precio del combustible
  - Tasa de descuento
  
- Sistema conexión a red
  - Densidad de la carga
  - Consumo
  - Longitud de la línea de MT
  - Tasa de descuento
  - Inversión en la línea de MT
  - Tarifa eléctrica
  
- Sistema diesel central
  - Consumo
  - Inversión en el sistema
  - Coste de OM
  - Precio del combustible
  - Tiempo de vida de la instalación
  - Tasa de descuento
  - Densidad de carga
  
- Sistema eólico-diesel
  - Consumo
  - Velocidad del viento
  - Inversión en el grupo diesel
  - Tiempo de vida de la instalación
  - Tasa de descuento
  - Eficiencia de la turbina
  - Densidad de carga



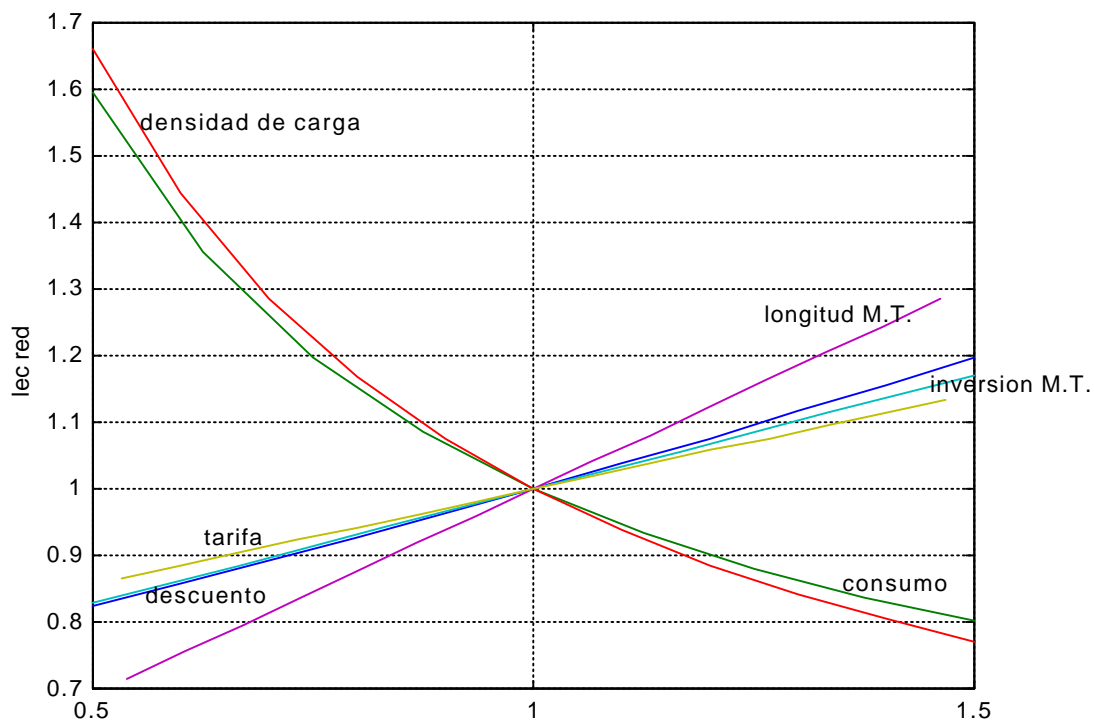
**Figura 5.9.** Sensibilidad del LEC fotovoltaico.



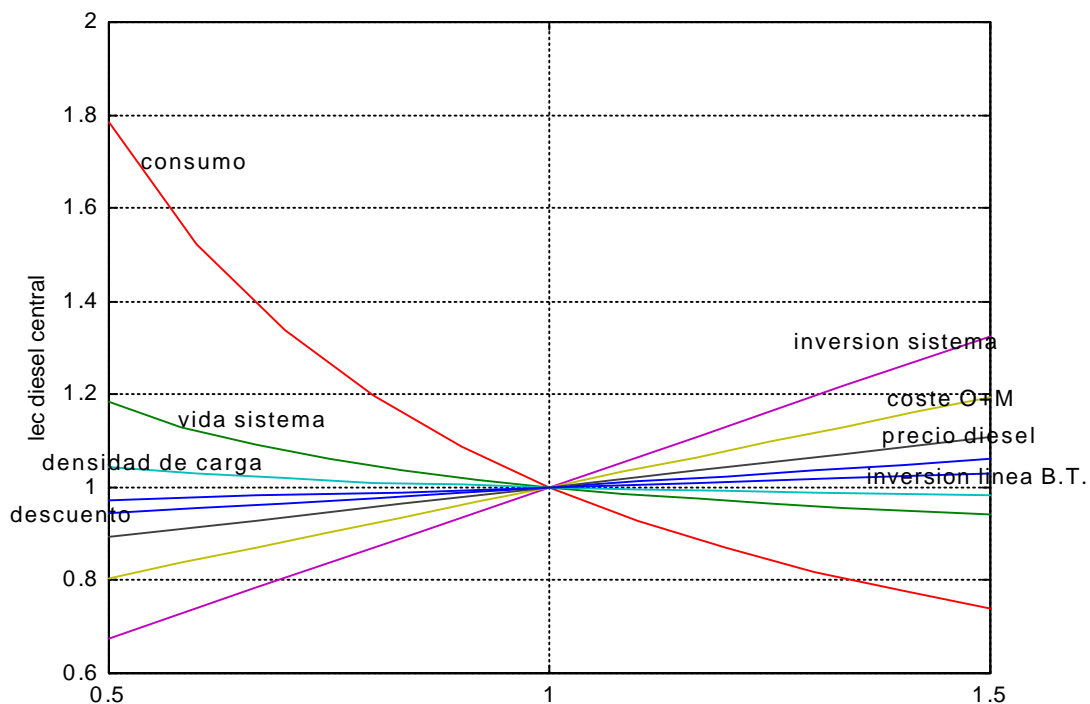
**Figura 5.10.** Sensibilidad del LEC eólico.



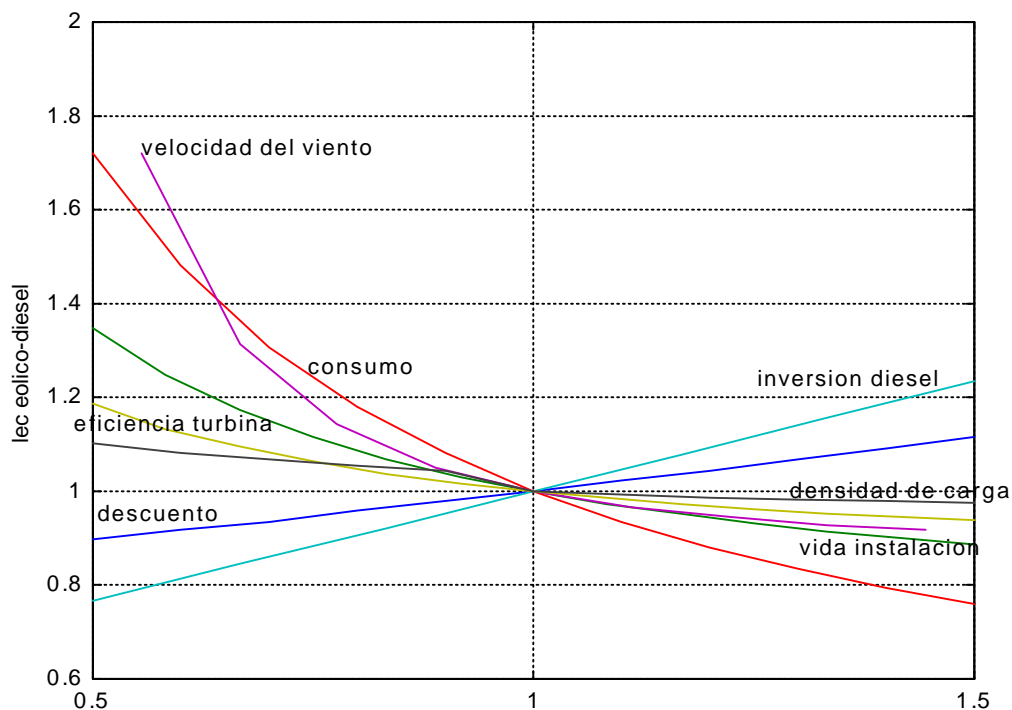
**Figura 5.11.** Sensibilidad del LEC diesel individual.



**Figura 5.12.** Sensibilidad del LEC conexión a red.



**Figura 5.13.** Sensibilidad del LEC diesel central.



**Figura 5.14.** Sensibilidad del LEC eólico-diesel.

## 2ª) Análisis de sensibilidad espacial

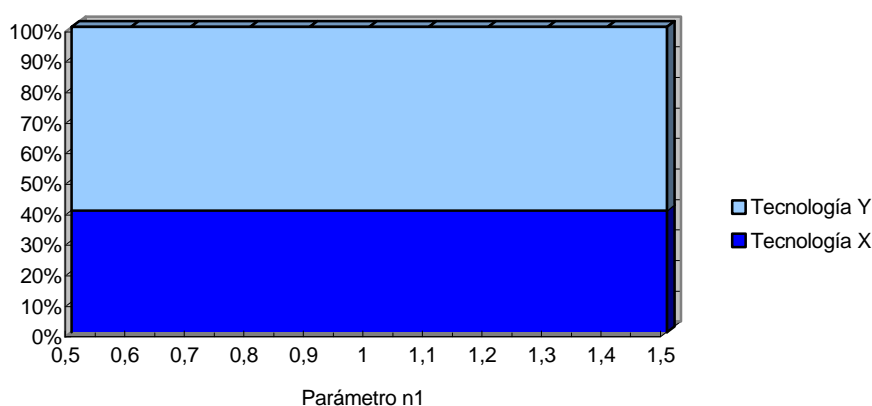
La distribución del potencial de las distintas tecnologías consideradas en el área de estudio se determina por la comparación de sus LEC. De forma que, cada vivienda aislada de la red, “pertenece” a la tecnología que ofrezca el menor LEC en el punto del espacio correspondiente a esa vivienda. De esta manera, el potencial de cada tecnología en la región estudiada se puede expresar por el número de viviendas, o por la superficie, en la que dicha tecnología ofrece el mejor coste del kWh a lo largo de toda la vida de la instalación.

Pero el potencial real de cada tecnología (es evidente que el potencial de una tecnología no viene dado sólo por su coste del kWh, sino que intervienen otras cuestiones; su estudio se realiza en el anexo: “Integración regional de las energías renovables”) vendrá dado no sólo por minimizar el coste del kWh, sino también por la diferencia entre los costes de esa tecnología y de la tecnología o tecnologías que ofrezcan costes más cercanos al mínimo. Además, será de vital importancia la influencia que sobre estos costes puedan tener los distintos parámetros, ya que puede darse el caso de que una ligera variación en un parámetro cambie los resultados significativamente.

Por estos motivos, es imprescindible realizar un análisis de la sensibilidad espacial de los resultados obtenidos respecto a los parámetros que en la primera etapa han demostrado su especial influencia en los LEC de cada tecnología. Este análisis se establece sobre la base a programas AML que permitan “correr” el SIG para un intervalo de valores de las variables con mayor influencia, seleccionadas en el apartado anterior. Los resultados de este análisis se presentan en forma de “diagrama de sensibilidad espacial” (en “Muselli, 97, p. 175”, aparece un diagrama de este tipo para la demanda): en el eje horizontal la evolución del parámetro, en valores absolutos o relativos, y en el eje vertical el porcentaje de cada tecnología.

Teóricamente pueden presentarse los tipos de diagrama que se indican en los párrafos siguientes. Por simplicidad se consideran sólo dos tecnologías, denominadas “X” e “Y”, siendo fácilmente extrapolables los resultados a un número mayor. Los tipos de parámetros se distinguen por “n1”, “n2”, etc. El valor “1” del parámetro se considera el caso de referencia. Se incluye un análisis del significado de cada tipo de diagrama obtenido. Esta descripción se hace de forma cualitativa, ya que el método que se propone es esencialmente experimental.

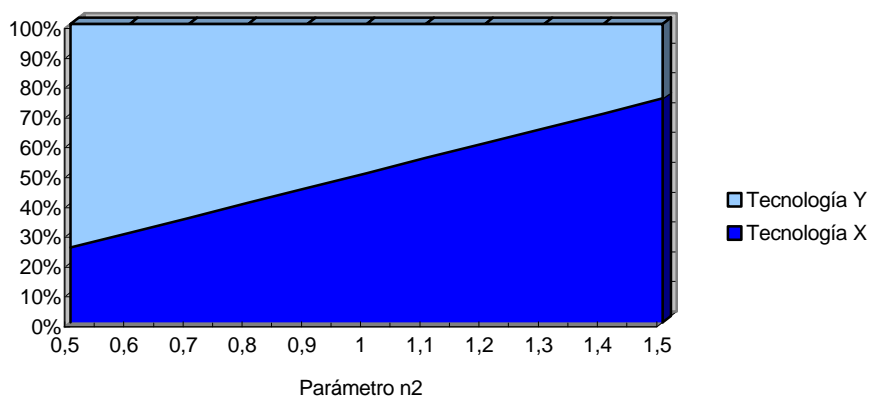
### Diagrama tipo: “sin influencia significativa”



**Figura 5.15.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro sin influencia.

Un parámetro sin influencia espacial importante producirá un diagrama similar al de la figura 5.15. Este resultado permitirá eliminar a los parámetros respectivos en la selección de los más influyentes en el resultado.

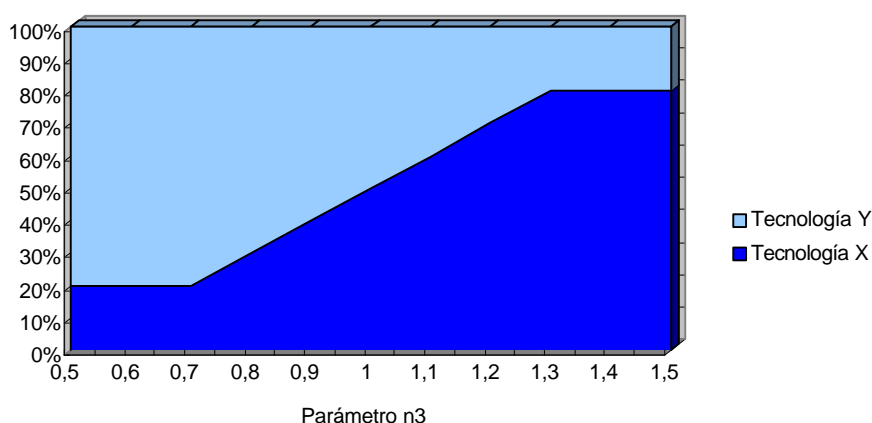
#### Diagrama tipo: "Influencia lineal"



**Figura 5.16.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro con influencia lineal.

Este tipo de diagrama indica que el crecimiento del parámetro n2 favorece la tecnología X en contra de la tecnología Y. La pendiente mayor o menor nos indica la importancia de este parámetro, pudiendo en un caso extremo convertirse en el diagrama 5.15, o por el contrario dando lugar a la desaparición de una tecnología a favor de otra.

#### Diagrama tipo: "Influencia lineal con saturación"

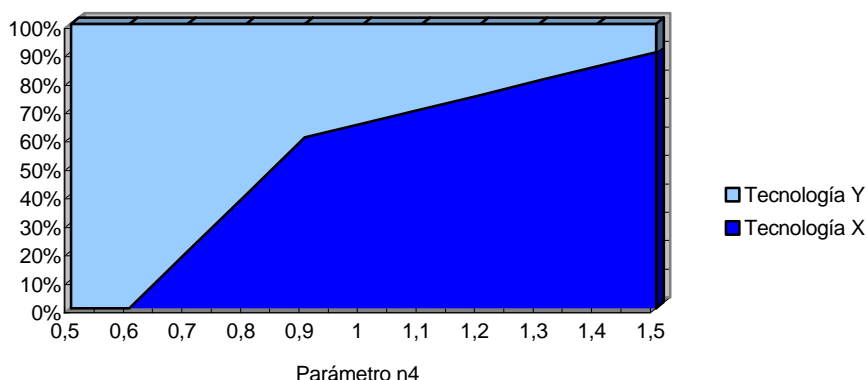


**Figura 5.17.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro con influencia lineal con saturación.

En este gráfico hay dos zonas principales: La central en la que el comportamiento es similar al diagrama anterior; Las zonas extremas en las que se manifiesta una estabilización. Dicha estabilización puede ser total, como es el caso representado, o parcial, manifestada por una cierta pendiente. Este cambio en la pendiente expresa que el parámetro que lo está

produciendo está basado, directa o indirectamente, en un “grid” que presenta una densidad significativa de valores mínimos y máximos.

#### Diagrama tipo: “Influencia no lineal”



**Figura 5.18.** Diagrama de sensibilidad espacial de parámetro con no influencia lineal.

En este gráfico habrá que interpretar el punto de discontinuidad ya que, en general, tendrá una importancia fundamental, sobre todo si, como ocurre en la figura, está cerca del caso de referencia (parámetro  $n4 = 1$ ). Estos parámetros, junto con los de influencia lineal con gran pendiente, serán los de mayor peso en el resultado y habrá que considerar su valor con especial cuidado.

### **3ª) Estabilidad del resultado**

La aplicación de los diagramas de sensibilidad espacial permite ordenar las variables seleccionadas en la “1ª etapa” en cuanto a su influencia en el resultado. En general, se podrán clasificar estas variables en tres grupos de influencia: importante, moderada y despreciable.

Las variables del primer grupo deben analizarse individualmente. Para ello se utiliza el diagrama de sensibilidad espacial, del que se extraen conclusiones para el estudio y se elige uno o más casos significativos, variantes del de referencia, para el que se obtiene el resultado completo en forma de mapa y datos numéricos, que se comparan los de referencia. De este análisis se obtiene la estabilidad del resultado frente a la variación de cada variable.

Para garantizar la estabilidad del resultado, no es suficiente conocer la influencia de cada parámetro por separado, sino que debe determinarse como afectan las variaciones simultáneas de las variables de más influencia. El problema que surge es la manera en que debe plantearse esa variación simultánea. Estos cambios se podrían establecer de forma aleatoria en valor y signo o, por el contrario, según su evolución prevista a corto plazo. Se ha elegido esta segunda posibilidad, que se considera más coherente con la filosofía de análisis que se ha llevado hasta el momento y, que en el fondo, es simplemente una variante del análisis de escenarios realizado por otros autores para explotar la potencialidad de los SIGs (ver apartado 5.1 “Antecedentes”).



## Capítulo 6. VERIFICACIÓN DEL MÉTODO

### 6.1. JUSTIFICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

#### 6.1.1. INTRODUCCIÓN

Se elige como zona de verificación del método la región de Murcia por dos razones:

- 1ª ) Es la Comunidad Autónoma con mayor porcentaje de viviendas sin electrificar por cada mil habitantes, concretamente 24,2 ‰ (ver punto 1.2.3)
- 2ª ) Existe disponibilidad de datos de radiación solar y velocidad del viento

Dentro de esta región se selecciona el municipio de Lorca como consecuencia del análisis de las viviendas aisladas de la red eléctrica realizado para la región (ver punto siguiente) y las consultas al delegado de Iberdrola (empresa eléctrica dominante) en la Región de Murcia.

#### 6.1.2. ANÁLISIS DE LAS VIVIENDAS DE LA REGIÓN DE MURCIA

A continuación se realiza un análisis de las viviendas en la región de Murcia (INE, 91c y Región de Murcia, 94). El 30% por cierto de las viviendas se encuentra en zona rural, lo que supone cerca de 150.000, de las cuáles el 66% se encuentran en núcleos y la cantidad restante, unas 50.000 en diseminado. De estas viviendas rurales diseminadas, sólo el 40% son principales; las no principales se dividen prácticamente por igual en secundarias y desocupadas.

El tipo de calefacción más utilizado por las viviendas rurales murcianas, es la eléctrica con un 47,2%, un porcentaje muy elevado. Casi el 40% emplea madera y poco más del 10% utiliza gas (Butano, propano, natural, etc.)

Se han censado 2.128 viviendas principales sin energía eléctrica para toda la región. En la tabla 6.1. se resumen los datos de viviendas por municipios.

### 6.2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO (Región de Murcia, 98; Región de Murcia, 97; Región de Murcia, 90)

#### 6.2.1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA REGIÓN DE MURCIA

La Región se encuentra situada al Sureste de la Península Ibérica, entre los meridianos 2º 19' y 0º 41' Oeste. Limita con tres Comunidades Autónomas: al Norte con la Comunidad Valenciana (Alicante); al Oeste con la de Castilla-La Mancha (Albacete); al Sur con Andalucía (Almería). Está bañada al Este por el Mar Mediterráneo.

Municipio	Total viviendas	Viviendas principales	Población por vivienda	Viviendas principales s/electricidad	Número de viv. Prales. S/e por mil hab.
Abanilla	3.452	1.845	3,29	10	1,6
Abarán	5.418	3.432	3,45	30	2,5
Aguilas	14.642	6.891	3,59	104	4,2
Albudeite	603	379	3,72	1	0,7
Alcantarilla	11.087	8.670	3,47	28	0,9
Alcázares (Los)	8.891	1.148	3,21	8	2,2
Aledo	544	270	3,65	5	5,1
Alguazas	2.667	1.956	3,54	7	1,0
Alhama de Murcia	6.624	4.242	3,33	17	1,2
Archena	5.033	3.802	3,55	8	0,6
Beniel	2.309	1.936	3,73	7	1,0
Blanca	2.385	1.666	3,46	6	1,0
Bullas	4.291	2.989	3,35	18	1,8
Calasparra	3.744	2.586	3,37	24	2,8
Campos del Río	790	533	3,66	1	0,5
Caravaca d.l. Cruz	9.421	6.163	3,43	61	2,9
Cartagena	84.746	48.628	3,44	319	1,9
Cehegín	6.116	3.935	3,45	23	1,7
Ceutí	2.092	1.710	3,75	10	1,6
Cieza	12.478	8.462	3,63	43	1,4
Fortuna	3.079	1.602	3,74	23	3,8
Fuente-Álamo	4.737	2.555	3,24	11	1,3
Jumilla	9.859	5.588	3,58	32	1,6
Librilla	1.662	1.140	3,30	7	1,9
Lorca	27.490	18.630	3,52	306	4,7
Lorquí	2.035	1.474	3,61	5	0,9
Mazarrón	14.603	4.226	3,45	68	4,7
Molina de Segura	14.749	10.705	3,53	59	1,6
Moratala	4.327	2.744	3,27	62	6,9
Mula	7.070	3.808	3,42	58	4,5
Murcia	118.953	92.703	3,52	487	1,5
Ojós	392	198	3,42	-	-
Pliego	1.336	974	3,42	2	0,6
Puerto-Lumbreras	4.294	2.956	3,37	43	4,3
Ricote	1.110	530	3,17	81	48,2
San Javier	23.275	4.178	3,45	18	1,2
San Pedro Pinatar	12.602	3.436	3,51	12	1,0
Santomera	3.508	2.501	3,39	1	0,1
Torre-Pacheco	7.718	4.708	3,52	24	1,4
Torres Cotillas	5.673	3.917	3,61	8	0,6
Totana	8.462	5.967	3,43	45	2,2
Ulea	600	336	3,19	1	0,9
Unión (La)	4.913	3.835	3,63	13	0,9
Villanueva Río Segura	659	438	3,69	4	2,5
Yecla	11.655	8.321	3,28	28	1,0
<b>Total</b>	<b>482.094</b>	<b>298.713</b>	<b>3,47</b>	<b>2.128</b>	<b>2,1</b>

**Tabla 6.1.** Datos sobre viviendas por municipios para Murcia (Elaboración propia a partir de: Región de Murcia, 94)

El territorio de esta región europea del mediterráneo español, abarca una superficie de 11.317 km<sup>2</sup>, y está integrado por 45 municipios, con una extensión media por municipio de 251,4 km<sup>2</sup>. Por su extensión, la región de Murcia ocupa el noveno lugar entre las Comunidades Autónomas del Estado Español.

De forma muy esquemática, y en función de la altitud y del clima, el territorio regional se puede dividir en dos áreas separadas por una línea imaginaria que uniera el norte del Municipio lorquino con el sur de Abanilla. Al norte de esta línea se localizan los sectores más elevados de la región (la altitud media supera los 600 m.) y el clima semiárido se matiza con la presencia de heladas invernales y una cierta elevación de la pluviometría. Al sur de esta línea las lluvias no sobrepasan nunca los 300 mm. anuales, las heladas son raras o no existen, y en ella se desarrollan los espacios llanos más extensos de la región, como el campo de Cartagena y la depresión prelitoral murciana.

El clima presenta acentuados rasgos de aridez, con una pluviosidad media en la región de 260 mm./año, mientras las temperaturas oscilan entre los 17º y 19º de media anual, según la altitud y se contabilizan casi 3.000 horas de insolación, lo que posibilita unas excelentes condiciones para la energía solar.

La disposición del relieve, con una orientación general de las alineaciones montañosas NE-SO, proporciona desde la costa al interior una alternancia de depresiones y áreas montañosas, más elevadas conforme más se avanza hacia el norte. El curso del Segura, al cortar longitudinalmente esta disposición orográfica, facilita las relaciones hacia la meseta ibérica y se convierte en el eje que articula el espacio regional desde épocas muy antiguas.

La valoración geográfica del solar murciano (relieve, clima, aguas y suelos) no es en conjunto excesivamente positiva, incluso muestra en algunos aspectos un notable nivel de dificultad para la ocupación humana y la actividad económica. Por el contrario ciertos rasgos, topográficos y climáticos en particular, debidamente puestos en valor, han llegado a convertirse en factores positivos de primera magnitud. La adecuada administración de las condiciones del medio es un aspecto de primordial importancia en Murcia.

#### 6.2.2. DATOS SOCIO-ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES

La población de derecho a 1-5-1996, era de 1.097.249, el 25 % menor de 20 años. La densidad de población es ligeramente menor a 100 habitantes/km<sup>2</sup>. Con una tasa de paro cercana al 20 % y una renta interior neta per cápita, en 1993, ligeramente superior al millón de pesetas, unas 350.000 pesetas, por debajo de la media nacional. El 40,2 % de la superficie es utilizada como tierra de cultivo, el 14,66 % como prados y pastizales, y el 24,66 como terreno forestal.

La Comisión de las Comunidades Europeas establece de forma periódica, un “índice sintético” de las regiones, calculado teniendo en cuenta los siguientes indicadores:

- El PIB per cápita
- El PIB por persona ocupada (en euros)
- El índice de desempleo “rectificado”
- La necesidad de empleos adicionales

En el informe de 1987, la Región de Murcia ocupaba el puesto undécimo, empezando por el final, del total de las regiones europeas (160 en ese momento). Las posibilidades de desarrollo regional para la Región de Murcia se pueden agrupar en cinco grandes áreas: recursos humanos, recursos naturales, sector agrario, sector industrial y sector terciario. Entre los subsectores de futuro, que tendrán una expansión más significativa, se encuentran las energías renovables: solar, eólica, geotermia, biomasa, etc.

La erosión es un fenómeno ambiental de extrema importancia en la región. De acuerdo con los datos del Ministerio de Agricultura y otros organismos, la erosión podría considerarse grave en casi el 50 % de la superficie regional.

Se dan importantes problemas de contaminación atmosférica en muchos núcleos urbanos, destacando las emisiones de SO<sub>2</sub> en Cartagena.

En cuanto al ruido ambiental, de un análisis de 33 núcleos de población, el 60 % de los puntos excedían un nivel equivalente de 65 dB(A), valor que la Comisión de las Comunidades Europeas establece como nivel máximo de contaminación sonora tolerable por la población.

La contaminación de las aguas del río Segura es fundamentalmente de carácter orgánico, con ausencia de metales pesados y otros iones tóxicos, y es debida principalmente a vertidos de carácter urbano y de industrias principalmente agroalimentarias. Respecto a los afluentes, destaca la concentración de vertidos industriales, de carácter inorgánico y tóxico, procedentes de la industria del curtido, en el cauce del Guadalentín a su paso por la ciudad de Lorca.

Los problemas de contaminación de aguas marinas son debidos a una insuficiente y deficiente depuración de aguas residuales de tipo urbano y a una fuerte contaminación industrial, especialmente de la Bahía de Cartagena y de la Dársena de Escombreras.

### 6.2.3. ESTRUCTURA ENERGÉTICA REGIONAL

La Región de Murcia no posee recursos energéticos convencionales (carbón, petróleo, gas natural, etc.), o son de escasa importancia, como en el caso de los hidráulicos. Existen dos centrales eléctricas de tipo térmico y de servicio público, pertenecientes a Iberdrola, con una potencia instalada de 858 MW, situadas en el Valle de Escombreras, y otras dos para autoconsumo de las empresas Repsol-Petróleo y Explosivos Río Tinto, con una potencia instalada de 18,2 MW. Además, hay 37,67 MW más, correspondientes a minicentrales hidráulicas, de ellas, 10 tienen más de 1 MW.

La potencia eléctrica total instalada en estas centrales es de 876,2 MW, con una producción bruta de 496 MWh como consecuencia del descenso progresivo de la central térmica de Escombreras, al haber sido calificada como "central punta". Dentro del PEN, está prevista la adaptación de fuel a gas natural de una serie de centrales térmicas, entre las que se encuentra la de Escombreras, con las consiguientes ventajas en términos de minimización de costes y del impacto medioambiental, con lo que es de prever un incremento sustancial en la producción eléctrica de la Región.

Desde el punto de vista del consumo, la Región de Murcia es deficitaria en energía eléctrica, pese a la capacidad instalada, cifrándose su déficit, en 1994, en un 73,3 % de la cantidad

consumida. Con respecto a la distribución sectorial (en ese año), el 27,6 % de la energía eléctrica fue consumida por el sector industrial; el sector servicios el 19,9 %, y el agrario el 17 %. El sector doméstico representó el 27 % del consumo total.

En cuanto a las energías renovables, la biomasa ocupa el primer lugar, en la región, en cuanto a aportación al consumo de energía primaria, seguida de la energía minihidráulica. En energía geotérmica, la Región de Murcia es la primera Comunidad Autónoma por su aprovechamiento, con una producción equivalente al 85,79 % nacional.

La energía solar fotovoltaica se encuentra en las fases iniciales de su desarrollo, la potencia instalada era de 61 kW a finales de 1994, un 1 % de la potencia instalada a escala nacional. En el marco del Programa de Intervención VALOREN-España (PIVE), se han estimado los recursos energéticos potenciales de la Región de Murcia, cifrando los fotovoltaicos en 3 TEP (toneladas equivalentes de petróleo). El objetivo de potencia instalada del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España (IDAE, 99, p. 118) para Murcia, es de 0,8 MW<sub>P</sub> en instalaciones aisladas, y 3,45 MW<sub>P</sub> en conectadas.

En cuanto al aprovechamiento de la energía eólica, aparte de los tradicionales molinos de viento utilizados para moler cereales, bombeo de agua y molienda de sal, que se dieron especialmente en el campo de Cartagena y que dejaron de utilizarse sustituyéndose por motobombas, etc.; en el entorno rural existen algunas instalaciones de pequeños aerogeneradores utilizados para bombeo de agua o electrificación de viviendas (Ramírez et al., 99a, p. 7).

Hasta que el “boom” de los parques eólicos llegase a Murcia, se disponía de un aerogenerador experimental de 30 kW (tripala, 12 m de diámetro, torre de 14 m de altura) conectado a la red, instalado en el Centro Regional de Investigaciones Agrarias, en Torreblanca (Torre Pacheco), en el término municipal de Yecla; y otros de menor potencia, de uso privado en fincas rurales y viviendas. El primer parque eólico se ha instalado en la Sierra de Ascoy (Cieza), en 1998, con una potencia instalada de 18,6 MW. Durante 1999, las solicitudes de proyectos de parques eólicos para la Comunidad, presentadas a la Consejería de Industria, Trabajo y Turismo, fueron superiores al medio centenar.

#### 6.2.4. INFORMACIÓN GENERAL DE LORCA

Lorca es uno de los tres municipios de primer orden de la Región de Murcia, junto con Murcia y Cartagena. Posee una población de 69.045 personas (1996), lo que significa el 6,3 % de la Región de Murcia. Ocupa una superficie de 1.677,6 km<sup>2</sup>, casi el 15 % de la Comunidad Autónoma, constituyendo el municipio de mayor extensión de Europa. La densidad de población ha estado en el entorno de 40 Hb./km<sup>2</sup> durante la pasada década.

Su área de dominación se extiende por los municipios de Puerto Lumbreras, Aguilas, Totana, Aledo y Mazarrón, si bien estos últimos muestran indiferencia comercial con Murcia y Cartagena. Su influencia se extiende de forma clara más allá de los límites regionales, penetrando claramente en las comarcas del norte de Almería.

Lorca ciudad, está situada a 63 km por carretera de la capital de la Región. Presenta un grado de accesibilidad alto, contando con parte de la red regional de ferrocarril, la vía Alicante-Murcia-

Lorca-Aguilas. Su renta familiar disponible se situaba en 1991, en 931.905 pesetas, unas cien mil pesetas menos que la media regional.

En cuanto a usos del suelo, 77.294 Ha. están dedicadas a cultivos, 4.000 a prados y 53.651 son forestales. El término municipal de Lorca cuenta con un Parque Regional, el de “Cabo COPE-Puntas de Calnegre”, compartido con el municipio de Águilas, y con una superficie total de 2.936 Ha. Climatológicamente se distingue por su bajo nivel de precipitaciones, menor a 300 mm. anuales, constituyendo una de las zonas más secas de España.

## 6.2.5. INSTALACIONES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LORCA

### a) Electrificación rural convencional

En las actuaciones realizadas en el marco del PLANER, desde 1984 a 1987, se instalaron en Lorca, 37,20 km de líneas eléctricas y una potencia transformadora de 685 kVA, para lo que se invirtieron 110,16 millones de pesetas. En 1987, permanecía aún sin electrificar el 1,3 % de la población del municipio.

A continuación se indican en forma de tabla las necesidades de electrificación rural planteadas por el municipio de Lorca en 1996.

Denominación	Ubicación	Instalaciones a efectuar			Beneficiarios		Presupuesto (Ptas.)
		LAMT	CTI	LABT	1ºRes.	EA	
Fontanares, 2ª fase A	Fontanares	640	100	4.887	55	-	17.536.345
Fontanares, 2ª fase B	Fontanares	1.050	150	5.481	23	-	19.099.946
Los Penenos	Ortillo	3.850	320	4.320	31	-	29.000.000
Los Coroneles	Ortillo	3.000	480	1.470	18	-	18.000.000
Agua-Amarga	La Tova	5.960	320	1.470	15	-	25.000.000
Molino de Viento y otr.	Almendralicos, 3ª f	2.400	100	2.400	10	-	18.151.680
Cala Blanca	Garrobillo, 1ª f	1.100	50	3.900	8	-	16.620.480
Venta La Petra y otro	Zarzalico, 3ª f	3.400	100	5.500	11	-	30.693.600
Las Norias	Zarzalico, 4ª f	3.500	100	3.000	7	-	23.733.600
Rambla de Anegui	Zarzalico, 1ª f	6.500	150	1.700	8	-	31.765.440
Los Buitragos	Zarzalico, 1ª f	3.700	100	5.500	7	-	28.257.600
El Pelile y El Jurado	Almendralicos, 1ª f	2.800	100	2.750	5	-	20.566.800
Los Llanos	Los Jarales	6.110	640	3.970	22	-	37.000.000
Peñas de Bejar	Bejar, 1ª fase	6.100	100	5.250	7	-	39.358.800
CTIS Río	Ctra. Parroquia	250	320	2.180	4	7	11.000.000
<b>TOTALES</b>		<b>50.360</b>	<b>3.130</b>	<b>53.778</b>	<b>231</b>	<b>7</b>	<b>365.784.291</b>

LAMT – Línea Aérea Media Tensión (20 kV)

CTI – Centro de Transformación Intemperie

LABT – Línea Aérea de Baja Tensión

Res. – Residencia

EA – Explotación Agrícola

**Tabla 6.2.** Necesidades de electrificación rural para el municipio de Lorca en 1996 (Datos cedidos por la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Industria, Comercio, Turismo y Nuevas Tecnologías de la Región de Murcia).

## b) Instalaciones fotovoltaicas aisladas

La Región de Murcia tenía instalados 63 kWp de energía solar fotovoltaica a finales de 1997 (IDAE, 98c, p. 52). Entre las instalaciones existentes en esa fecha está una para viviendas en la Pedanía de Fontaneres, con un total de 2,6 kWp, promocionada por el Ayuntamiento de Lorca (IDAE, 96c, p. 63). En la tabla siguiente se describen las instalaciones fotovoltaicas para electrificación descentralizada, realizadas en la Región de Murcia en el período 1997-1998.

Año	Localidad	Potencia Panel (Wp)	Número paneles	Tipo de Instalación	Finalidad
1997	Moratalla	55	2	Vivienda rural	Bombeo
1997	Cieza	94	2	Explotación agrícola	Electrificación
1997	Yecla	100 150	202 29	Servicios públicos	Alumbrado público
1997	Totana	47	2	Servicios públicos	Alumbrado público
1998	Mula	95	1	Vivienda rural	Electrificación
1998	Ricote	120	2	Vivienda rural	Electrificación
1998	Aledo	90	2	Vivienda rural	Electrificación
1998	Sierra Espuña	120	8	Vivienda rural	Electrificación
1998	Baños y Mendigo	75	2	Vivienda rural	Electrificación
1998	Abanilla	55	2	Vivienda rural	Electrificación
1998	Fuente Álamo	75	2	Vivienda rural	Electrificación
1998	Pje. El Cañarejo	55	2	Vivienda rural	Electrificación
1998	Moratalla	85	1	Vivienda rural	Electrificación
1998	Lorca	110	6	Almacén	Electrificación*
1998	Moratalla	110	2	Vivienda rural	Electrificación

(\*) Fovotvoltaica + Térmica

**Tabla 6.3.** Instalaciones fotovoltaicas aisladas en la Región de Murcia en 1997-1998 (Fuente: Centro de Nuevas Tecnologías. Dirección General de Industria, Energía y Minas. Consejería de Industria, Trabajo y Turismo. Región de Murcia).

## c) Instalaciones eólicas e híbridas eólico-fotovoltaicas, aisladas

En la tabla siguiente se describen las instalaciones eólicas y eólico-fotovoltaicas para electrificación descentralizada, realizadas en la Región de Murcia en el período 1997-1998.

Año	Localidad	Potencia Aerogenerador (kW)	Número Paneles (Wp por panel)	Tipo de Instalación	Finalidad
1997	Yecla	0,6		Explotación agrícola	
1997	Yecla	0,6		Explotación agrícola	
1997	Calasparra	1	16 (55)	Explotación agrícola	Distribución de abono
1997	Cieza	1	16(55)	Explotación agrícola	Distribución de abono
1998	Lorca	3		Empresa	Repetidor de radio
1998	Moratalla	0,3	18(55)	Granja-Escuela	Electrificación
1998	Jumilla	1		Vivienda rural	Electrificación
1998	Yecla	2			Elevación de agua
1998	Bullas	0,18	1(55)	Vivienda rural	Electrificación

**Tabla 6.4.** Instalaciones eólicas y eólicas-fotovoltaicas aisladas en la Región de Murcia en 1997-1998 (Fuente: Centro de Nuevas Tecnologías. Dirección General de Industria, Energía y Minas. Consejería de Industria, Trabajo y Turismo. Región de Murcia).

### 6.3. DATOS DE PARTIDA PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO

#### 6.3.1. VALORES INICIALES DE LAS VARIABLES

A continuación se indican los valores de las variables técnicas y económicas para el caso de referencia, que se justifican en los capítulos 2 y 3, respectivamente.

##### Datos de referencia viento

Altura de medida mapa de	10
Altura buje pequeña turbina eólica	15
Altura buje turbina del sistema eólico-diesel	20
Coeficiente de extrapolación vertical para la velocidad del viento	0,12

##### Rendimientos y eficiencias

Eficiencia del sistema fotovoltaico (generador + acumulación)	0,75
Rendimiento de la instalación eólica (generador + acumulación)	0,6
Eficiencia acondicionamiento de potencia individual	0,85
Eficiencia acondicionamiento de potencia para instalación central	0,9
Eficiencia de la turbina (eólico-diesel)	0,6

##### Parámetros de la acumulación

Días de autonomía para la instalación fotovoltaica	5
Días de autonomía sistema eólico	5
Días de autonomía diesel individual	2,5
Autonomía diesel central	1
Autonomía eólico-diesel	0,5
Porcentaje de descarga	0,6
Rendimiento energético	0,9

##### Consumo de combustible

Diesel individual	0,42
Diesel central y eólico-diesel	0,38

##### Emisiones de CO<sub>2</sub>

Emisión CO <sub>2</sub> diesel (tn/kWhe)	0,00045
Emisión CO <sub>2</sub> red (tn/kWhe)	0,0005

##### Parámetros de referencia

Radiación solar sobre el plano de los paneles (KWh/m <sup>2</sup> .año)	1870
Velocidad viento de referencia (m/s)	5
Longitud de la red de MT (km)	4,8
Número de viviendas por píxel (nº personas/km <sup>2</sup> )	5

##### Parámetros económicos generales

Tasa de descuento	0,05
Precio gasoil (Euros/l)	0,4
Precio del KWh (Euros/kWh)	0,18
Impuesto del CO <sub>2</sub> (Euros/kWh)	0

##### Coste de inversión

Sistema fotovoltaico (Euros/kWp)	9000
Pequeña turbina eólica (Euros/kW)	6000
Factor multiplicador turbina eólica (sistema eólico-diesel)	0.2
Grupo electrógeno individual (Euros/kW)	1100



Factor multiplicador diesel	0.6
Línea de MT (Euros/km)	30000
Red de BT (Euros/km)	15000
CTIA (Euros)	11000
Acumulador (Euros/kWh)	140
Acondicionamiento de potencia (Euros/kW)	600
Equipamiento doméstico eficiente	500
Derechos de acometida y costes conexión	100
<u>Costes de operación y mantenimiento</u>	
Instalación fotovoltaica (Euros/kW.año)	100
Diesel individual (Euros/kW.año)	300
CTIA (Euros/año)	0
Red BT (Euros/km.año)	0
Acumulador (Euros/kWh.año)	0
Acondicionamiento de potencia (Euros/kW.año)	0
Pequeña turbina eólica (Euros/kW.año)	150
Diesel central (Euros/kW.año)	Depende potencia
Turbina (sistema eólico-diesel) (Euros/kW.año)	2% Inversión
<u>Tiempo de vida (años)</u>	
Sistema fotovoltaico	20
Pequeña turbina eólica	20
Grupo electrógeno individual	20
Instalación de conexión a red	30
Acumulador (batería de plomo-ácido)	5
Acondicionamiento de potencia	20
Sistema diesel central	20
Sistema eólico-diesel	20

### 6.3.2. RADIACIÓN SOLAR

El mapa de radiación global sobre el plano de los paneles se ha obtenido a partir de los trabajos realizados por el Departamento de Energías Renovables del CIEMAT-DER. Un grupo de expertos e investigadores de este Centro, ha evaluado el recurso solar en la región de Murcia, a partir de los datos de una serie de estaciones, establecidas "exproceso" y de imágenes del satélite Meteosat. En primer lugar, han calculado la radiación solar global a partir del periodo de imágenes disponibles. Estos datos se han extrapolado temporalmente para que sean representativos de un periodo de tiempo más extenso. Según este procedimiento, se ha obtenido la distribución espacial de la radiación global media mensual y media anual (Ramírez et al., 99b, p.121).

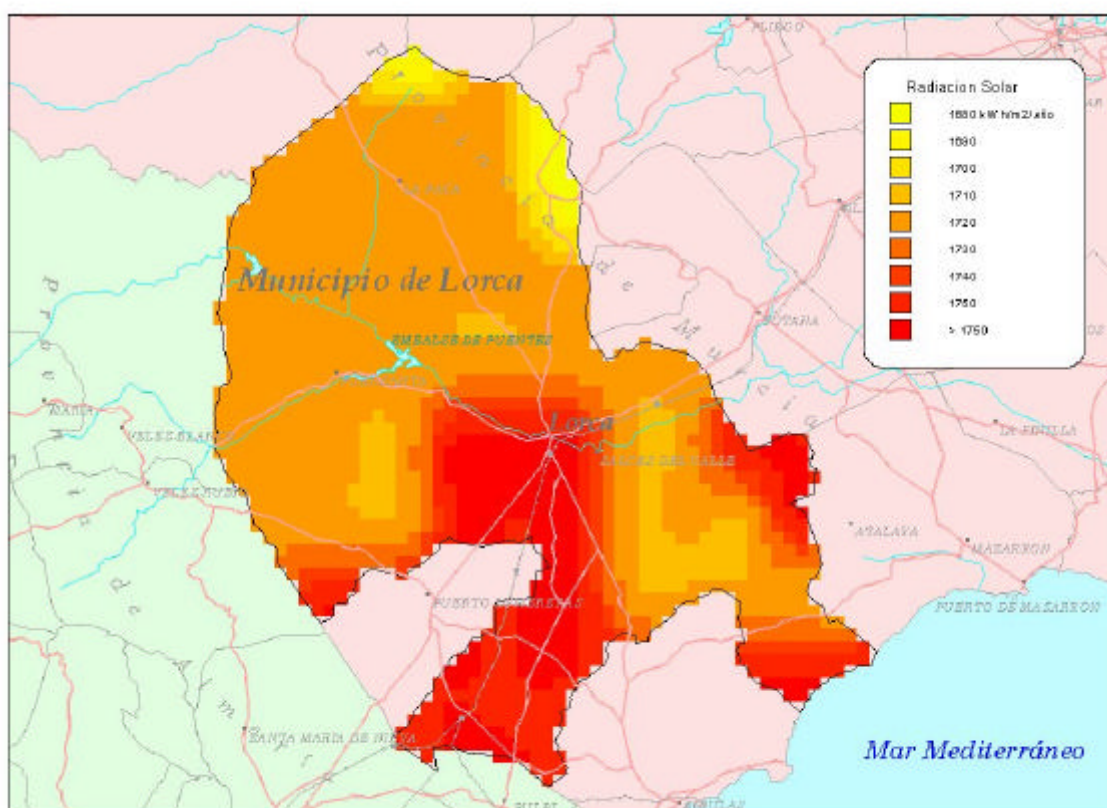
En la estimación de la radiación global diaria a partir de imágenes de satélite, el valor es determinado con un grado de incertidumbre del orden de  $100 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$  (Ramírez et al., 99b, p. 112).

A partir de los mapas de valores medios mensuales de la radiación global diaria sobre superficie horizontal (Ramírez et al., 99b, pp. 167-178), en formato raster, se han obtenido los valores sobre el plano de los paneles (suponiendo 60 grados de inclinación), empleando los algoritmos propuestos por Lorenzo (Lorenzo, 94, pp. 164-219), según el proceso que se describe, para un mes cualquiera, en los siguientes párrafos.

Se calcula la declinación solar en función del día 15 del mes. El ángulo de salida del sol se determina a partir del valor anterior y un valor medio de la latitud para el área considerada (en este caso,  $37,4^\circ$ ). Se determina la relación entre la irradiancia directa diaria incidente sobre la superficie inclinada y sobre una superficie horizontal, en función del ángulo de salida del sol sobre la superficie inclinada, el ángulo de salida del sol sobre el horizonte, la latitud, la declinación y la inclinación de los paneles ( $60^\circ$ ).

Se determinan los valores de la radiación diaria media mensual directa y difusa sobre el plano horizontal. Se calculan los valores diarios medios mensuales de las radiaciones directa, difusa y albedo, sobre el plano de los paneles suponiendo un comportamiento isotrópico del cielo y del suelo, a partir de los valores sobre superficie horizontal. Para el albedo se utiliza un parámetro que expresa la reflectividad del suelo, para el que se toma el valor 0,2. Se obtiene la radiación global como suma de sus tres componentes, directa, difusa y albedo.

Componiendo los “grids” obtenidos según se describe en el párrafo anterior, se consigue el mapa de radiación global anual sobre el plano de los paneles que se muestra en la figura 6.1.



**Figura 6.1.** Mapa de radiación solar sobre el plano de los paneles ( $\text{kWh/m}^2\cdot\text{año}$ ) para el municipio de Lorca (Elaboración propia a partir de los datos facilitados por CIEMAT-DER, contenidos en: Ramírez et al, 99b, p. 114).

El “grid” de radiación solar presenta un valor máximo de  $1759 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$ , un valor medio de  $1722$  y un valor mínimo de  $1671$ .

### 6.3.3. RECURSOS EÓLICOS (Ramírez et al, 99b, pp. 29-88)

En la referencia citada se describe el procedimiento de la evaluación de los recursos eólicos en la Comunidad Autónoma de Murcia, que ha dado lugar a un mapa de recursos eólicos de la región, con una resolución de 500 m. Este mapa, una vez transformada la resolución, se utilizará como información de partida para el método propuesto. El proceso de modelización del campo de vientos de la Región se ha realizado a tres escalas espaciales diferentes utilizando el programa WASP:

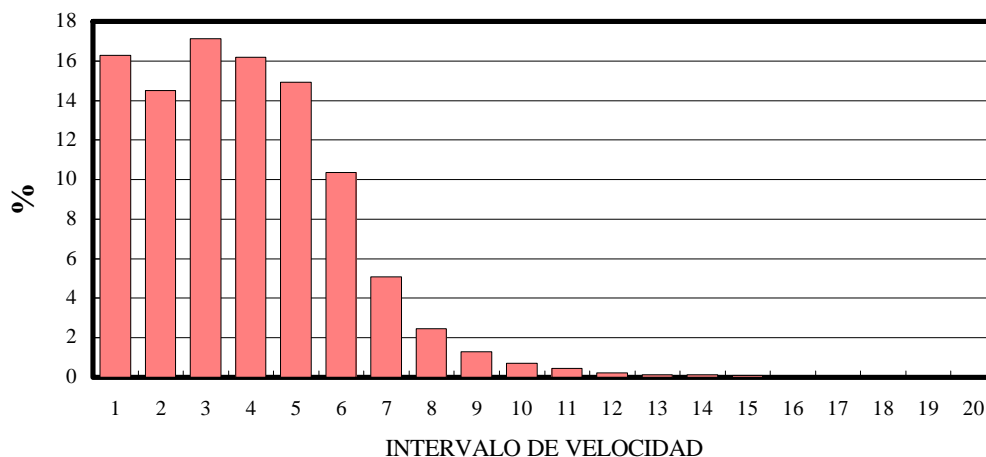
- Escala local: Se ha modelizado cada una de las 7 estaciones de medida establecidas, en un entorno de 10 km utilizando una topografía 1:25.000.
- Escala zonal: Siguiendo un criterio orográfico y teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el estudio de velocidades y direcciones de todas las estaciones, se ha dividido la Región en cinco zonas diferentes, correspondiendo Lorca a la zona 2, denominada “Sudoeste”. Cada zona se ha modelado a partir de los datos de una estación de medida, para dicha modelación se ha utilizado como entrada una topografía 1:200.000.
- Escala regional: Se han integrado las zonas estudiadas para obtener la distribución del recurso eólico a escala regional.

La incertidumbre de una modelización de este tipo depende de la complejidad del terreno. Como en el caso de Lorca esta es moderada, el modelo se comporta adecuadamente. En cualquier caso, los errores pueden ser de  $\pm 1$  m/s o, de otra forma, del  $\pm 20\%$ . Estos errores pueden disminuirse poniendo estaciones de medida en las zonas más montañosas.

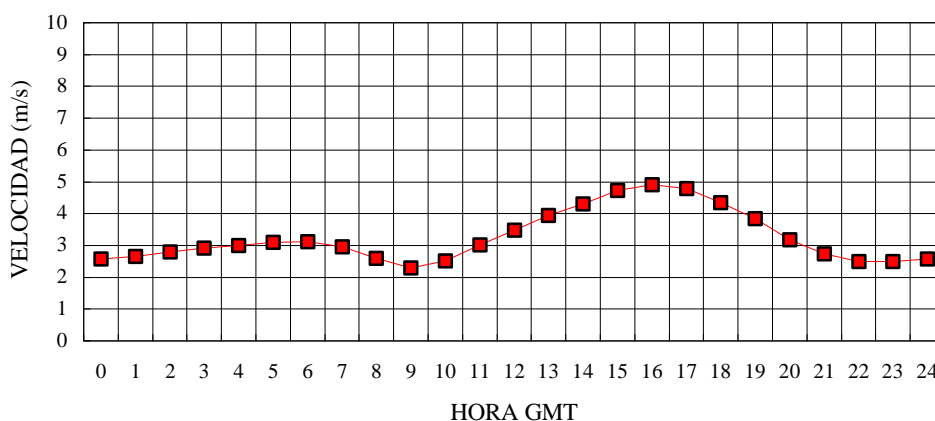
Una de las estaciones de medida se ha establecido en el Cerro de la Pinosa, en el municipio de Lorca. Por su interés, en la tabla 6.4 se describen las principales características de los datos obtenidos en esa estación, en la figura 6.2. se aporta la distribución de velocidades, en la figura 6.3. la variación diaria y en la 6.4. la rosa de energía. El mapa de la figura 6.5. es el “grid” de velocidad de viento que presenta un valor máximo de 6 m/s, un valor medio de 2,3 m/s y un valor mínimo de 1,1 m/s.

<b>Resultados de la Estación “La Pinosa” (Lorca)</b>		
Nivel 10 m		
Velocidad media (m/s)		10
Parámetro de Weibull A (m/s)		4,41
Parámetro de Weibull C		2,03
Potencia media (W/m <sup>2</sup> )		60
Turbulencia media (V>6 m/s)		0,19
Turbulencia máxima (V>6 m/s)		0,49
Rafagosidad media (V>6 m/s)		1,56
Rafagosidad máxima (V>6 m/s)		2,48
<b>Direcciones predominantes:</b>		
SSE	12,8 %	3,7 m/s
WNW	11,0 %	3,3 m/s

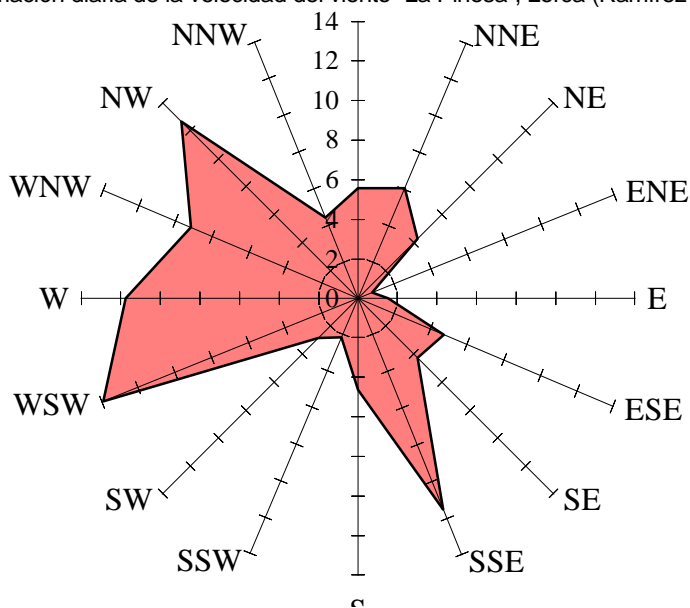
**Tabla 6.5.** Resultados de la estación de “La Pinosa”, Lorca (Ramírez et al, 99b, p. 131).



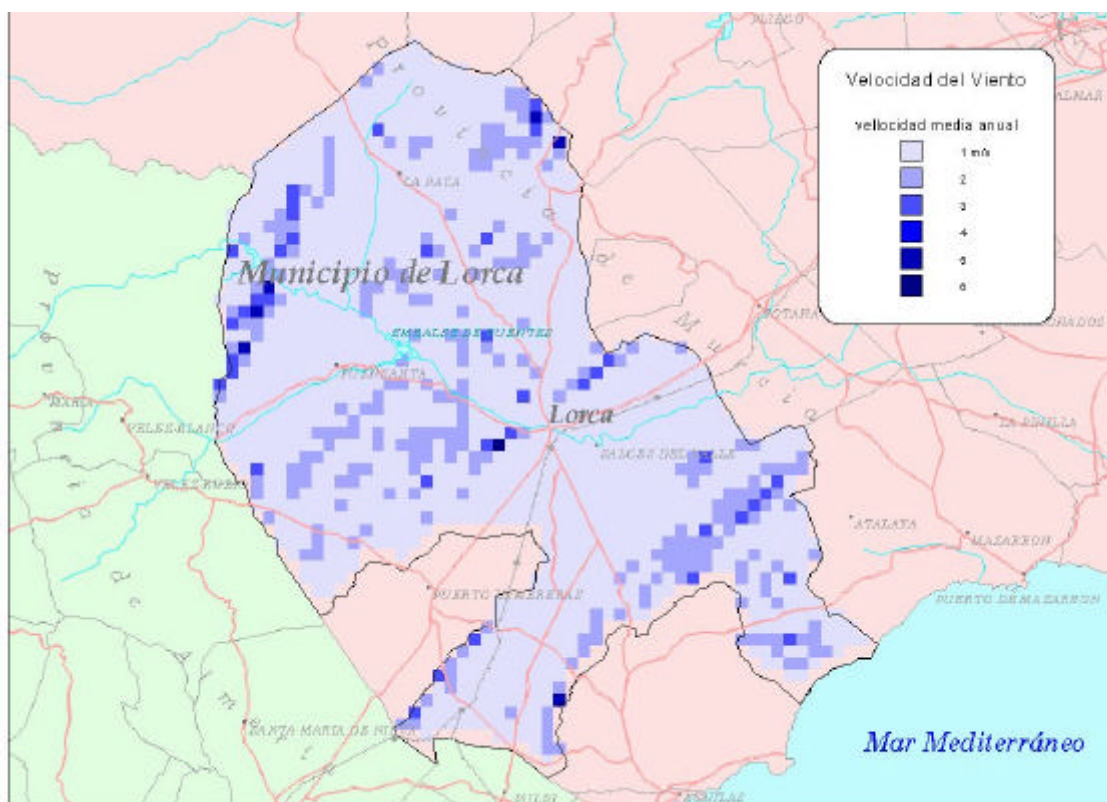
**Figura 6.2.** Distribución de velocidades de viento “La Pinosa”, Lorca (Ramírez et al, 99b, p. 132).



**Figura 6.3.** Variación diaria de la velocidad del viento “La Pinosa”, Lorca (Ramírez et al, 99b, p. 132).



**Figura 6.4.** Rosa de energía “La Pinosa”, Lorca (Ramírez et al, 99b, p. 132).

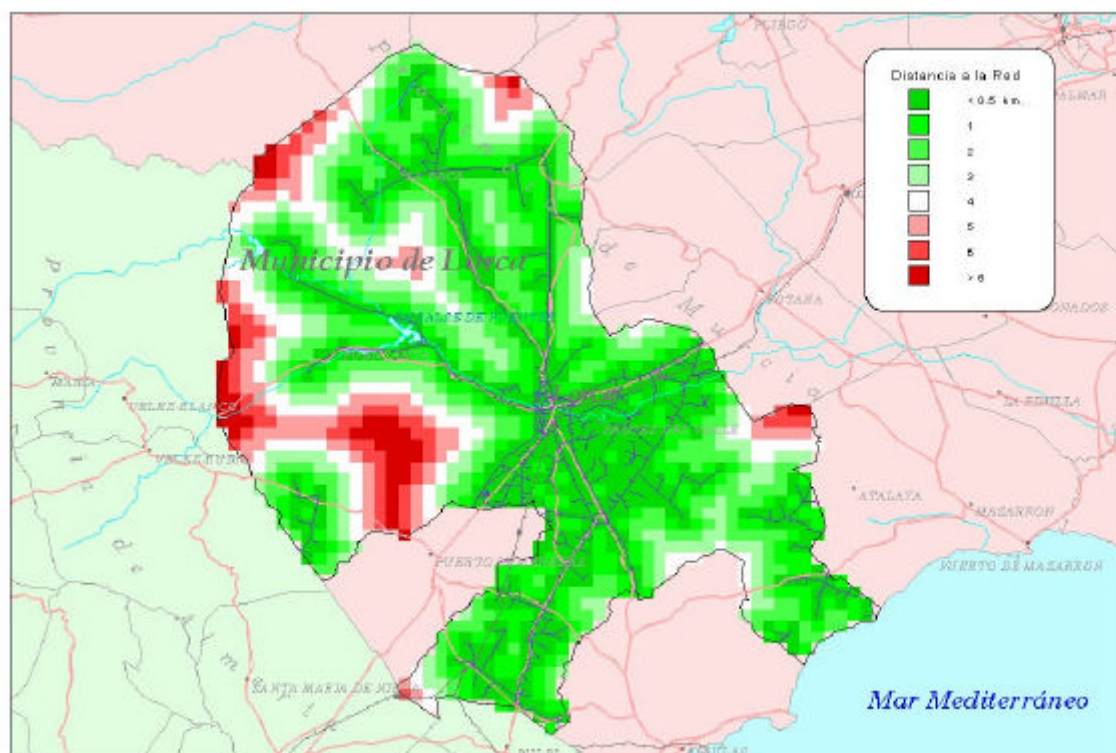


#### 6.3.4. DISTANCIAS A LA RED DE MEDIA TENSIÓN

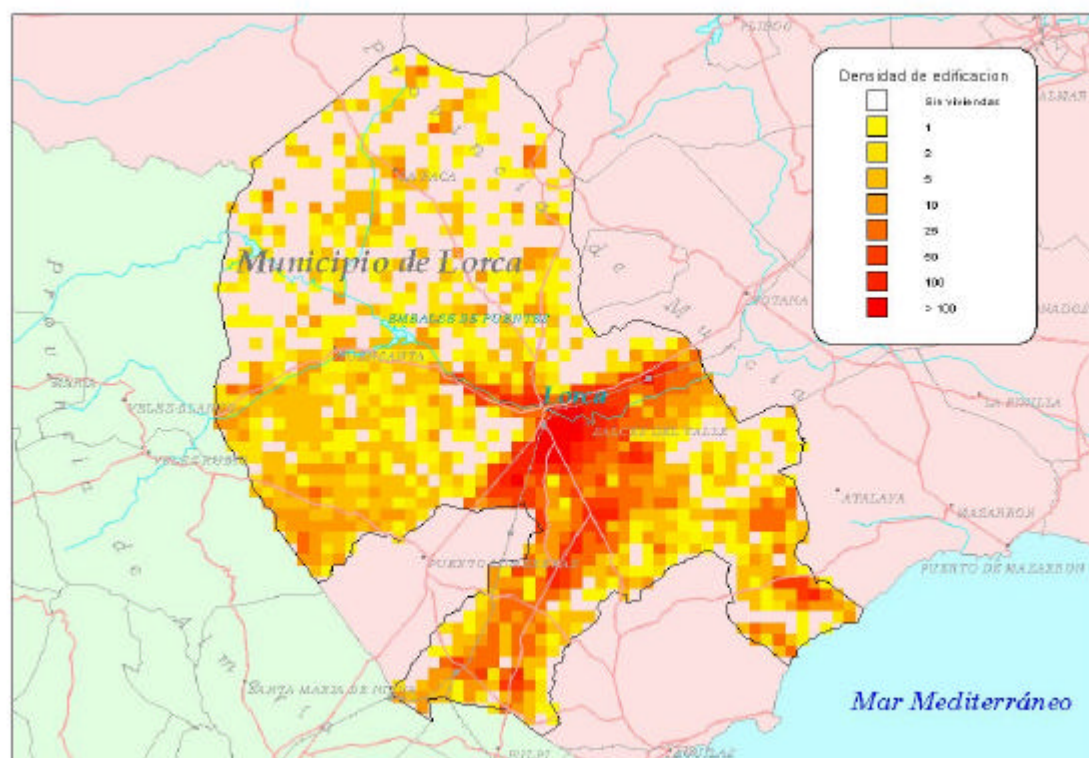
### 6.3.5. DENSIDAD DE POBLACIÓN

El mapa de casas rurales se ha elaborado a partir de la cartografía del Servicio Geográfico del Ejército (ver en Cartografía, Servicio Geográfico del Ejército 1996 y 1997). Cada casa está representada por un punto, cuyas coordenadas UTM son conocidas. A partir de esta cobertura se ha construido el “grid” de densidad de poblamiento, que tiene un valor medio de 7,4 casas/km<sup>2</sup>, un valor máximo de 182 casas/km<sup>2</sup> y un mínimo de 0. Tomando como base este “grid” se ha obtenido otro con la longitud de las líneas de BT, según el procedimiento descrito en 5.2.3.e.





**Figura 6.6.** “Grid” de distancias y red de Media Tensión del municipio de Lorca (Elaboración propia a partir de datos facilitados por Iberdrola).

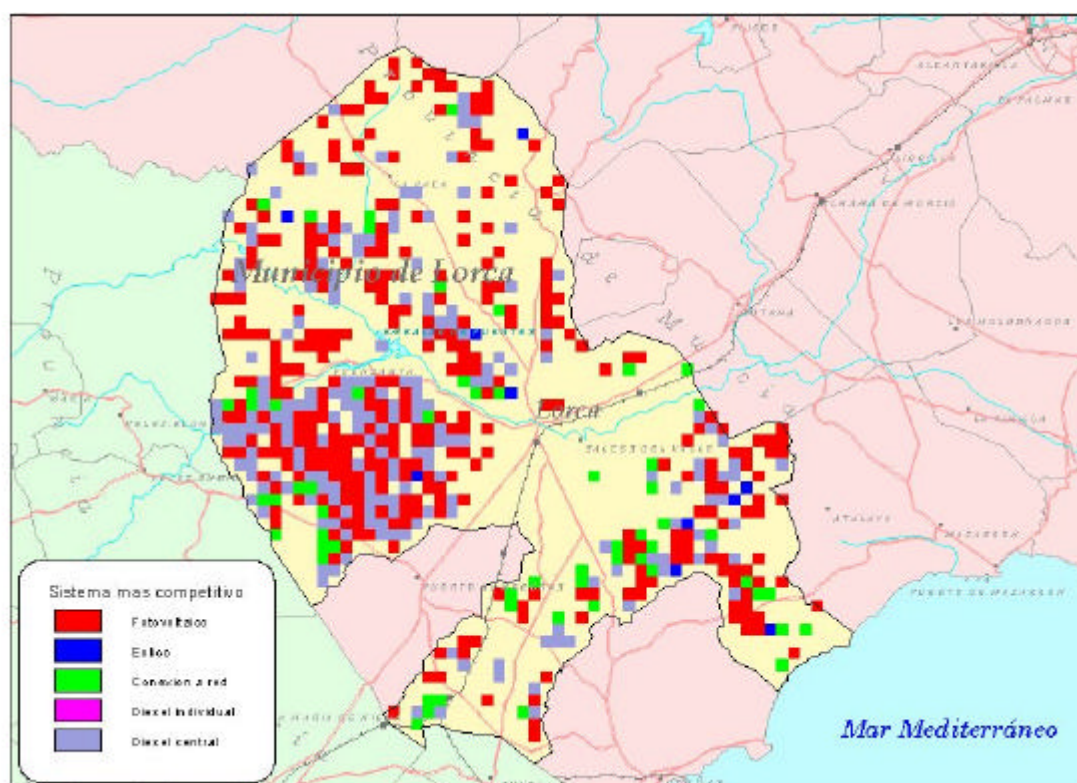


**Figura 6.7.** “Grid” de densidad de población del municipio de Lorca (Elaboración propia a partir de datos del Servicio Geográfico del Ejército, ver “Cartografía”).

## 6.4. RESULTADOS

### 6.4.1. DISTRIBUCIÓN POTENCIAL DE TECNOLOGÍAS

El resultado más significativo del método es un mapa que informa de la tecnología con menor valor del LEC, para cada píxel en que se ha dividido el territorio. Además se obtienen mapas que describen la evolución espacial del valor del LEC, para cada tecnología. Las pantallas muestran el valor del LEC de referencia para las distintas tecnologías, así como un resumen de los resultados numéricos para cada sistema. Estos mapas y pantallas, junto con los mapas de entrada, puede visualizarlos el usuario en el menú de salida. Los resultados numéricos también pueden obtenerse en forma de histogramas. A continuación se aportan para el caso de referencia: el mapa, representando el LEC menor de todos; una tabla con los datos de variación del LEC y, en las páginas siguientes, las pantallas con valores de referencia y con los resultados numéricos por tecnología.



**Figura 6.8.** Mapa de Lorca con el resultado global del método aplicado al caso de referencia.

LEC	Mínimo	Medio	Máximo	Desviación estándar
Fotovoltaico	156,9	158,3	160,2	0,55
Eólico	138,3	401,5	500*	105,8
Diesel individual	-	184,3	-	-
Conexión a red	72,8	371,6	971	207,6
Diesel central	120,2	267,2	500*	160,9
Eólico diesel	232,3	488,1	500*	-**

\* Valor limitado por programa \*\* No tiene sentido, sólo hay tres píxeles con valor menor a 500

**Tabla 6.6.** Valores del "grid" con el LEC por tecnología, para Lorca.

<b>Instalación Fotovoltaica:</b>		
Potencia eléctrica nominal	0.282	kWp
Inversión	9000	Euros/kWp
O&M anual	100	Euros/año.kWp
Tiempo de vida	20	años
Eficiencia	0.75	
<b>Batería de acumulación de plomo-ácido</b>		
Capacidad	9.259	KWh
Inversión	140	Euros/kWh
O&M anual	0	Euros/kWh.año
Tiempo de vida	5	años
<b>Funcionamiento sistema:</b>		
Radiación plano paneles	1722	kWh/m2.año
Energía anual producida	365	kWh/año
Horas equivalentes	1291.5	Horas
Factor de capacidad	0.147	
<b>Parámetros económicos</b>		
Tasa de descuento	0.05	
<b>Coste electrificación equivalente ( céntimos Euro / kWh )</b>		
Acumulación	82.03	
Acondicionamiento de potencia	16.16	
Resto del sistema	63.66	
Receptores eficientes	10.99	
Total	172.8	
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.9.** Pantalla con valores de referencia para el sistema fotovoltaico (1722 kWh/m<sup>2</sup>.año).

<b>DATOS GLOBALES PARA LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS</b>		
Número de sistemas instalados	649	
Número de usuarios potenciales	1947	
Area potencial	336	km2
Potencia total FV instalada	183.7	kWp
Energía total producida	236885	kWh
Inversión total	375.2	KEuros
<b>CARACTERÍSTICAS DEL AREA FOTOVOLTAICA</b>		
Densidad máxima de casas	8	casas/km2
Densidad media de casas	1.9	casas/km2
Distancia media red M.T.	2.77	km
Distancia mínima red M.T.	0.8	km
Longitud máxima red B.T.	3.6	km
Longitud media red B.T.	0.8	km
Radiación media	1719.3	kWh/m2.año
Velocidad del viento máxima	3.5	m/s
Velocidad del viento media	2.3	m/s
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.10.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema fotovoltaico, en el caso de referencia.



<b>Pequeña turbina eólica:</b>		
Potencia eléctrica nominal	0.664	kW
Inversión	6000	Euros/kW
O&M anual	150	Euros/año.kW
Tiempo de vida	20	años
Eficiencia nominal	0.6	
<b>Batería de acumulación de plomo-ácido</b>		
Capacidad	9.259	KWh
Inversión	140	Euros/kWh
O&M anual	0	Euros/kWh.año
Tiempo de vida	5	años
<b>Funcionamiento del sistema:</b>		
Velocidad del viento ref.	3	m/s
Energía producida	365	kWh/año
Factor de capacidad	0.062	
<b>Parámetros económicos</b>		
Tasa de descuento	0.05	
<b>Coste electrificación equivalente ( céntimos Euro / kWh )</b>		
Acumulación	82.03	
Acondicionamiento de potencia	16.16	
Resto del sistema	114.9	
Receptores eficientes	10.99	
<b>Total</b>	<b>224.1</b>	
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.11.** Pantalla con valores de referencia para el sistema eólico individual (velocidad viento anual: 4 m/s).

<b>DATOS GLOBALES PARA LOS SISTEMAS EÓLICOS AISLADOS</b>		
Número de sistemas potenciales	12	
Número de usuarios potenciales	36	
Area potencial	10	km2
Potencia total instalada	3.599	kW
Energía total producida	4380	kWh
Inversión total	6.417	KEuros
<b>CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA EÓLICA</b>		
Densidad máxima de casas	2	casas/km2
Densidad media de casas	1.2	casas/km2
Distancia media red M.T.	2.38	km
Distancia mínima red M.T.	0.9	km
Longitud máxima red B.T.	0.9	km
Longitud media red B.T.	0.5	km
Radiación máxima	1737.4	kWh/m2.año
Radiación media	1718.4	kWh/m2.año
Velocidad del viento media	4.1	m/s
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.12.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema eólico individual, en el caso de referencia.

<b>Características del consumo:</b>		
Potencia por vivienda	3.3	kW
Consumo anual por vivienda	1260	kWh/casa.año
Potencia por pixel	3.062	kW/pixel
<b>Línea de Media Tensión:</b>		
Inversión	30000	Euros/km
O&M anual	300	Euros/año.km
Producción CO2	0.000	ton/kWhe
Longitud media	1.8	km
<b>Centro de transformación:</b>		
Inversión	11000	Euros
O&M anual	0	Euros/año
<b>Línea Baja Tensión:</b>		
Inversión	15000	Euros/km
O&M anual	0	Euros/año.km
Longitud media por pixel	1.166	km
<b>Parámetros económicos</b>		
Tasa de descuento	0.05	
Impuesto CO2	0	Euros/ton
Tiempo de vida	30	años
<b>Coste electrificación equivalente ( céntimos Euro / kWh )</b>		
Línea MT	110.9	
CT	19.58	
Línea BT	38.77	
Tarifa eléctrica	18	
Acometida	1.703	
Coste por emisión de CO2	0	
<b>Total</b>	<b>188.9</b>	
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.13.** Pantalla con valores de referencia, instalación de conexión a red (Long. MT = 1,8 km; 3 casas/km<sup>2</sup>).

<b>DATOS GLOBALES PARA LA CONEXIÓN A RED</b>		
Número de viviendas potenciales	492	
Número de usuarios potenciales	1476	
Longitud total líneas M.T	93.39	km
Longitud total líneas B.T	191.0	km
Número de C.T.	58	
Energía total producida	442800	kWh
Inversión total	512.5	KEuros
<b>POBLAMIENTO DEL AREA CONECTADA A LA RED</b>		
Densidad máxima de casas	27	casas/km2
Densidad media de casas	8.48	casas/km2
Densidad mínima de casas	4	casas/km2
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.14.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema “conexión a red”, en el caso de referencia.

<b>Características del consumo:</b>		
Potencia por vivienda	3.3	kW
Consumo anual	900	kWh/casa.año
<b>Grupo diesel:</b>		
Potencia eléctrica nominal	7.623	kW
Inversión	1100	Euros/kW
O&M anual	200.2	Euros/año.kW
Tiempo de vida	20	años
Consumo de combustible	0.38	litros/kWhe
Factor de carga	0.040	
<b>Parámetros económicos</b>		
Tasa de descuento	0.05	
Impuesto CO2	0	Euros/ton
Precio del combustible	0.4	Euros/litro
<b>Coste electrificación equivalente ( céntimos Euro / kWh )</b>		
Acumulación	16.40	
Acondicionamiento de potencia	22.90	
Línea BT	53.07	
Resto del sistema	87.67	
Combustible	15.2	
Acometida	2.942	
Coste por emisión de CO2	0	
<b>Total</b>	<b>198.1</b>	
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.15.** Pantalla con valores de referencia para el sistema diesel central (3 viviendas/km<sup>2</sup>).

<b>DATOS GLOBALES PARA LOS SISTEMAS DIESEL CENTRALES</b>		
Número de viviendas potenciales	598	
Número de usuarios potenciales	1794	
Número de sistemas	194	
Potencia total instalada	5442.8	kW
Energía total producida	53820	kWh
Inversión total	807.3	KEuros
<b>POBLAMIENTO DEL AREA DIESEL CENTRAL</b>		
Densidad máxima de casas	8	casas/km2
Densidad media de casas	3.08	casas/km2
Densidad mínima de casas	2	casas/km2
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.16.** Pantalla con resultados numéricos para el sistema diesel central, en el caso de referencia.

<b>Grupo diesel individual:</b>		
Potencia eléctrica nominal	3.15	kW
Inversión	1100	Euros/kW
O&M anual	200	Euros/año.kW
Tiempo de vida	20	años
Consumo de combustible	0.42	litro/kWhe
Emisión de CO2	0.000	ton/kWhe
<b>Batería de acumulación de plomo-ácido</b>		
Capacidad	11.415	KWh
Inversión	140	Euros/kWh
O&M anual	0	Euros/kWh.año
Tiempo de vida	5	años
<b>Funcionamiento del sistema:</b>		
Energía producida	900	kWh/año
Factor de capacidad	0.032	
<b>Parámetros económicos</b>		
Tasa de descuento	0.05	
Precio combustible	0.4	Euros/litro
Impuesto CO2	0	Euros/ton
<b>Coste electrificación equivalente ( céntimos Euro / kWh )</b>		
Acumulación	41.01	
Acondicionamiento de potencia	24.24	
Resto del sistema	124.0	
Combustible	16.8	
Coste por emisión de CO2	0	
<b>Total</b>	<b>206.1</b>	
<b>CONTINUAR</b>		

**Figura 6.17.** Pantalla con valores de referencia para el sistema diesel individual.

El sistema diesel individual y eólico-diesel no son competitivos con el resto de sistemas para el caso de referencia, por tanto, los resultados en cuanto a potencia instalada, energía producida, inversión realizada, etc., son cero. No se incluyen estas pantallas por no ser esta información significativa (los parámetros considerados en ellas son similares a los de las pantallas de resultados numéricos anteriores).

Las condiciones que se dan en Lorca no son favorables para la tecnología eólico-diesel, que necesita una relativamente alta demanda (sobre 10 viviendas) en una zona de potencial eólico elevado (velocidad media anual en el entorno de 5 m/s). Por este motivo, no resultan competitivos estos sistemas en la zona de estudio, sólo en tres píxeles el valor de su LEC baja de 5 Euros/kWh. En la figura 6.18 se indica el valor del LEC eólico-diesel para el caso de 5 m/s y 3 casas/píxel.

<b>Características del consumo:</b>			
Potencia por vivienda	3.3	kW	
Consumo anual	900	kWh/casa.año	
<b>Turbina eólica:</b>			
Potencia eléctrica nominal	2.215	kW	
Inversión	12000	Euros/kW	
O&M anual	240	Euros/año.kW	
Tiempo de vida	20	años	
Factor de carga	0.069		
<b>Grupo diesel:</b>			
Potencia eléctrica nominal	7.623	kW	
Inversión	1100	Euros/kW	
O&M anual	100.1	Euros/año.kW	
Tiempo de vida	20	años	
Consumo de combustible	0.38	litros/kWhe	
Factor de carga	0.020		
<b>Parámetros económicos</b>			
Tasa de descuento	0.05		
Impuesto CO2	0	Euros/ton	
Precio de combustible	0.4	Euros/litro	
<b>Coste electrificación equivalente (valores en céntimos de Euro)</b>			
Turbina	197.4		
Grupo diesel	106.3		
Acumulación	8.203		
Acondicionamiento de potencia	22.90		
Línea BT	53.07		
Combustible	7.6		
Acometida	2.942		
Coste por emisión de CO2	0		
Total	398.5		
<b>CONTINUAR</b>			

**Figura 6.18.** Pantalla con valores de referencia para el sistema eólico-diesel.

#### 6.4.2. RESULTADO DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ESPACIAL

En este punto se aportan los resultados obtenidos para el análisis de sensibilidad espacial, realizado según la metodología que se indica en el capítulo anterior, junto con una interpretación de los mismos. Dichos resultados provienen del análisis de los diagramas de sensibilidad espacial obtenidos para Lorca, que permiten, por un lado, conocer cuales son los parámetros con mayor influencia en el resultado y, por otro, en que modo es esa influencia.

Los parámetros con mayor influencia para el municipio de Lorca son, en orden de importancia:

- Demanda
- Tiempo de vida del acumulador
- Coste de inversión en el sistema fotovoltaico
- Coste de inversión en el sistema diesel central
- Precio diesel
- Radiación solar

El resto de los parámetros presentan diagramas con pequeñas pendientes en las curvas de potencial de cada tecnología. A pesar de este hecho, se analizarán algunos de ellos debido a que se pueden extraer conclusiones importantes.

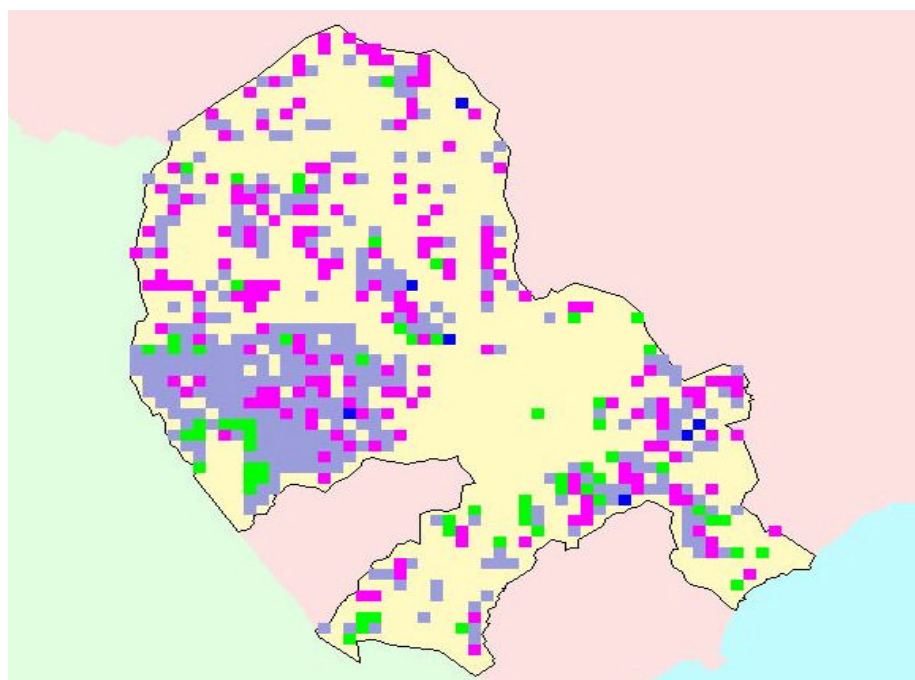
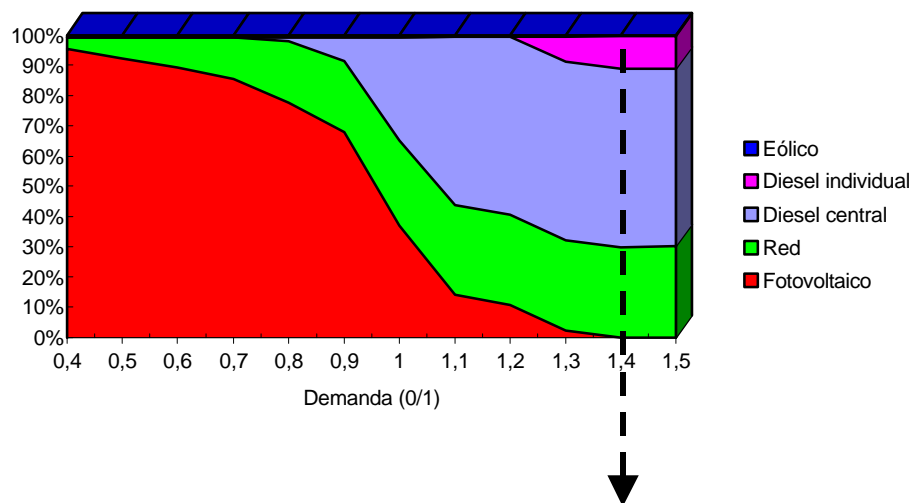
##### **a) Demanda**

Un aumento de la demanda produce una pérdida de la competitividad de los sistemas en energías renovables, dando lugar a la “desaparición” del fotovoltaico y a la aparición del diesel individual, es el único parámetro que produce estos efectos.

Demandas crecientes producen un descenso drástico de los sistemas fotovoltaicos, perdiendo competitividad principalmente respecto a diesel central y ligeramente respecto a conexión a red. Una vez que los sistemas fotovoltaicos han llegado al 10 %, son los sistemas domésticos diesel los que compiten con ellos, es decir, se trata de las zonas con bajas densidades de carga alejadas de la red. Otro resultado importante es que la conexión a red se estabiliza en un 30 %.

Por otra parte, si la demanda disminuye también afecta significativamente a la distribución de potencial. Un descenso del 10% provoca una pérdida de competitividad de diesel central del 25% y sólo un 5% en la conexión a red. Esta tendencia continua con el descenso de la demanda de forma que, diesel central “desaparece” y “conexión a red” pierde competitividad lentamente. El potencial de sistemas eólicos no se ve afectado por el descenso de la demanda.

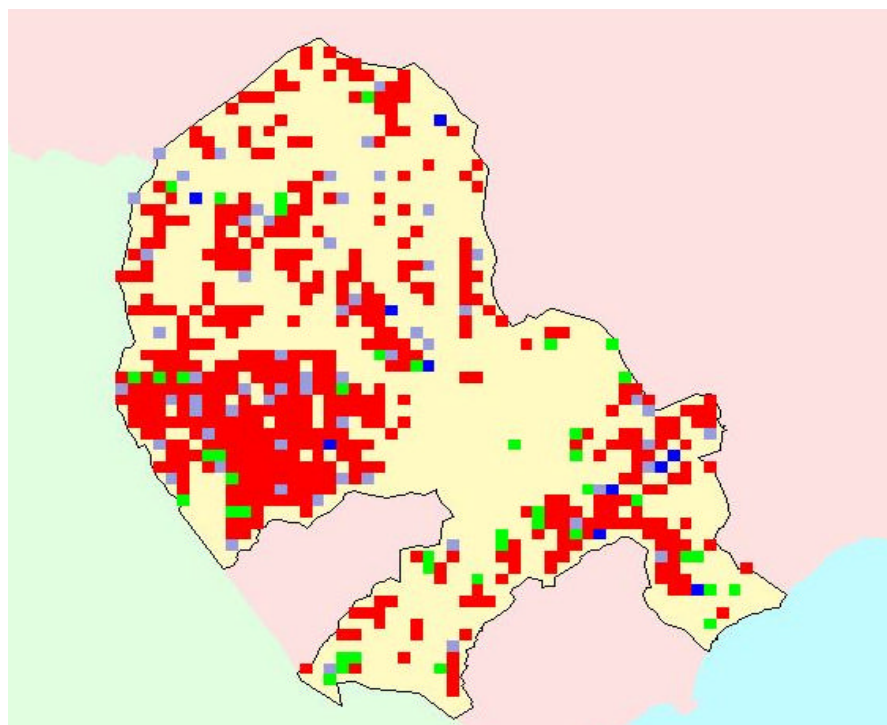
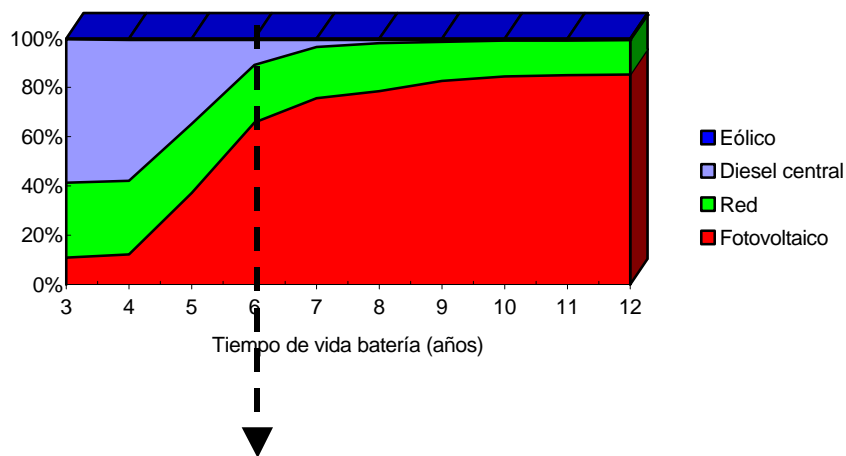
Para completar la información del diagrama de sensibilidad espacial se aportan el mapa con la distribución de las tecnologías y la tabla de resultados numéricos correspondiente al caso de una demanda un 40% superior al caso de referencia.



Parámetro	Eólico	Diesel Individual	Red	Diesel central
Número de viviendas	7	189	524	1031
Área (km2)	7	189	64	338
Potencia total instalada (kW)	2,75	595	104,4 *	9226,3
Energía anual producida (kWh)	3577	238140	660240	1299060
Inversión total (kEuros)	5	354,5	593	1538

(\*) Km de líneas de MT

**Figura 6.19.** Influencia espacial de la demanda en Lorca (mapa y tabla para una demanda el 40% mayor que el caso de referencia).

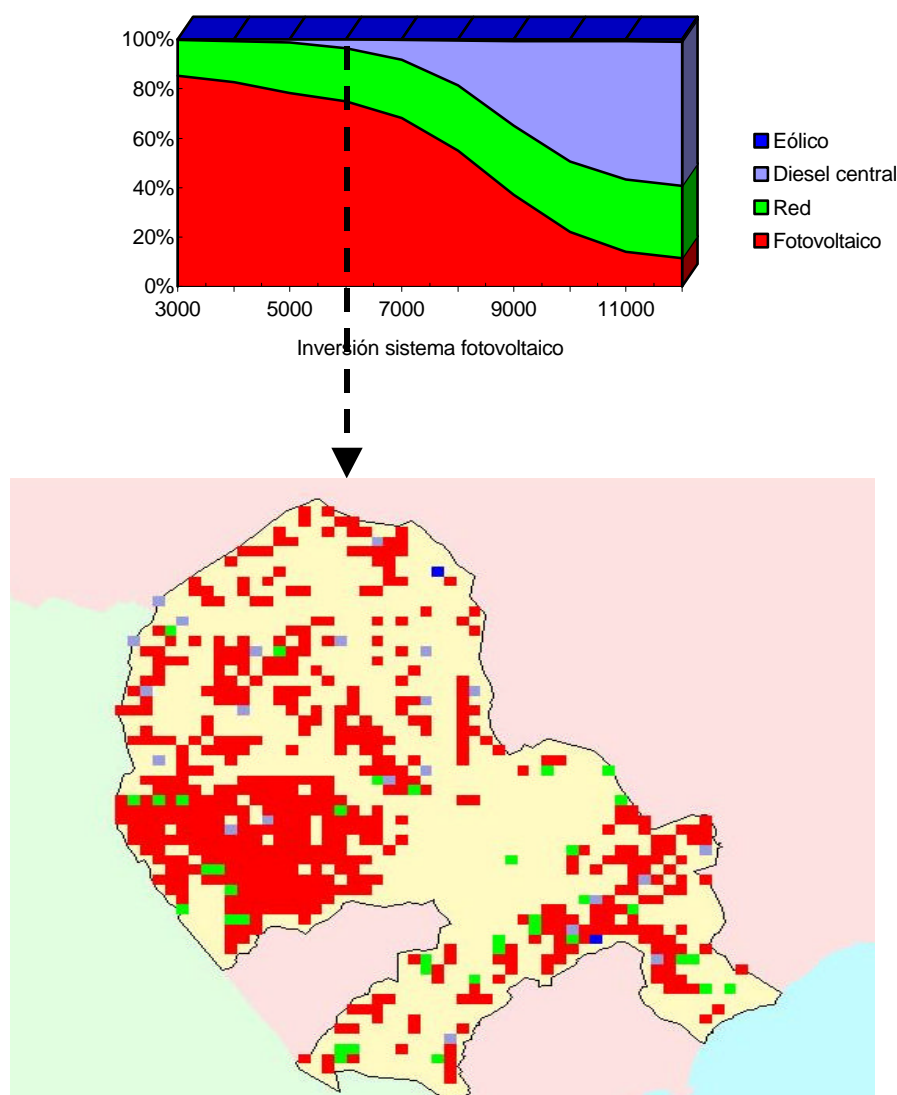


Parámetro	Fotovoltaico	Eólico	Red	Diesel central
Número de viviendas	1153	12	410	176
Área (km <sup>2</sup> )	485	10	43	60
Potencia total instalada (kW)	326,4	3,6	69,3 *	1489
Energía anual producida (kWh)	420845	4380	369000	158400
Inversión total (kEuros)	615,8	5,89	401,2	222,2

(\*) Km de líneas de MT

**Figura 6.20.** Influencia del tiempo de vida del acumulador para Lorca (Mapa y tabla para un tiempo de vida de la acumulación de 6 años ).

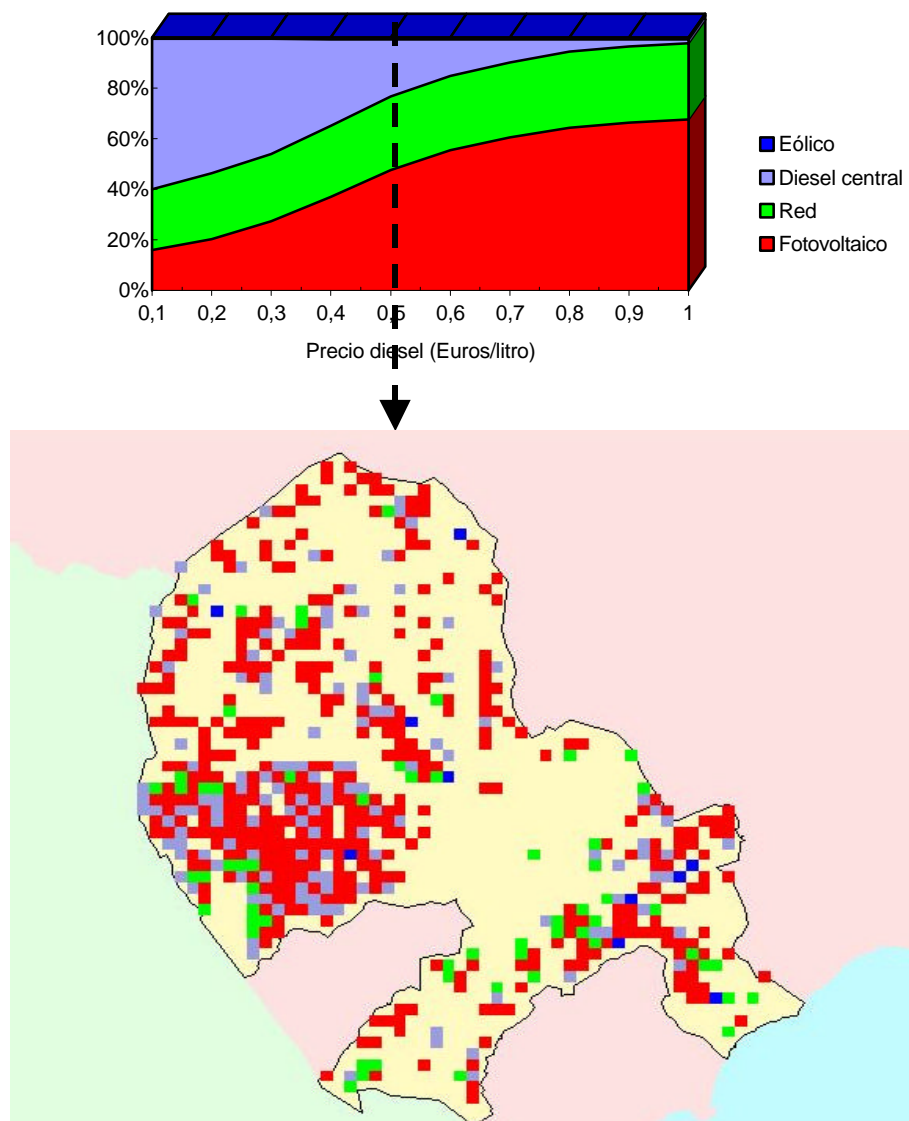




Parámetro	Fotovoltaico	Eólico	Red	Diesel central
Número de viviendas	1315	2	373	61
Área (km <sup>2</sup> )	537	2	37	22
Potencia total instalada (kW)	372,1	1	57,5 *	475,2
Energía anual producida (kWh)	470975	730	335700	54900
Inversión total (kEuros)	670,6	1	353,6	73,7

(\*) Km de líneas de MT

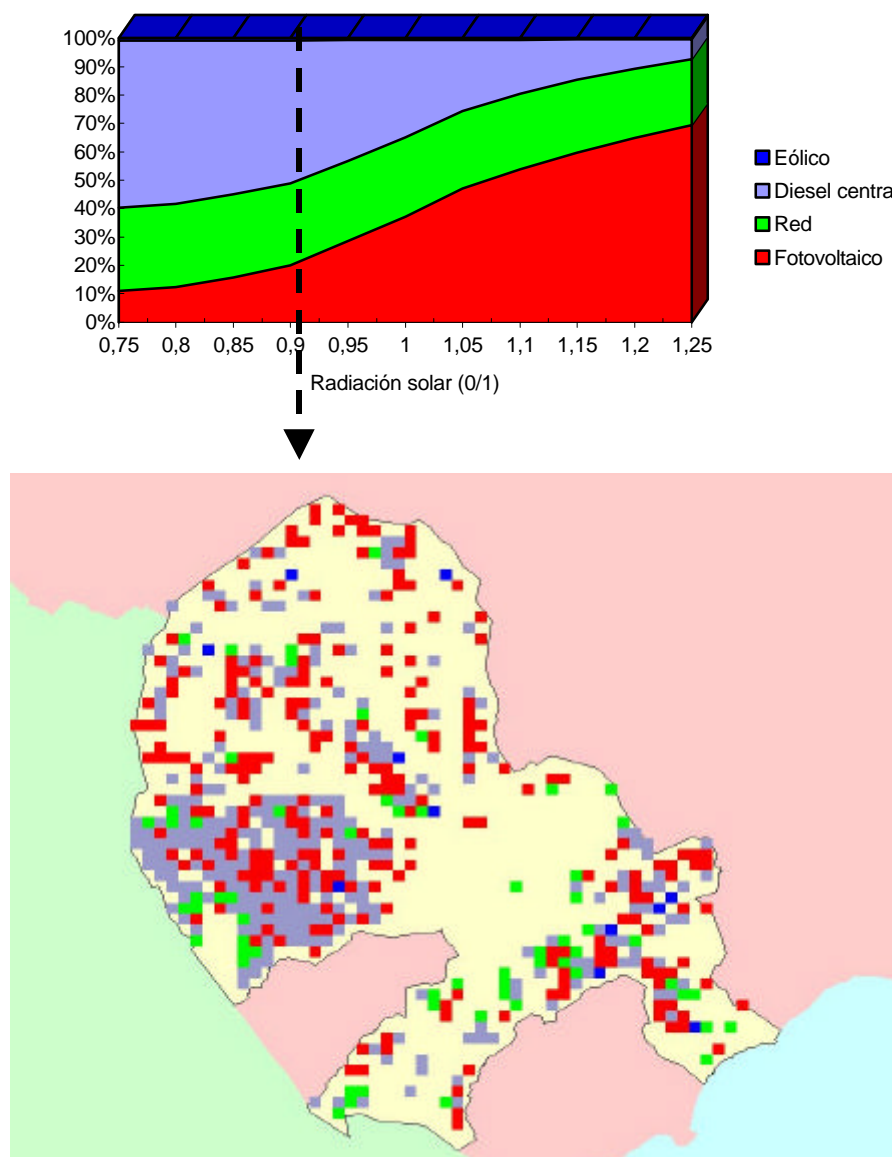
**Figura 6.21.** Influencia espacial del coste de inversión fotovoltaico en Lorca (Mapa y tabla para un coste de inversión fotovoltaico de 6000 Euros/kWp).



Parámetro	Fotovoltaico	Eólico	Red	Diesel central
Número de viviendas	836	12	508	395
Área (km <sup>2</sup> )	395	10	61	132
Potencia total instalada (kW)	236,6	3,6	99,9 *	3448,1
Energía anual producida (kWh)	305140	4380	457200	355500
Inversión total (kEuros)	483,2	6,4	534,36	535,8

(\*) Km de líneas de MT

**Figura 6.22.** Influencia espacial del precio de combustible en Lorca (Mapa y tabla para un precio del diesel de 0,5 Euros/litro).



Parámetro	Fotovoltaico	Eólico	Red	Diesel central
Número de viviendas	350	13	507	881
Área (km <sup>2</sup> )	246	11	61	280
Potencia total instalada (kW)	110,1	6,5	97,9 *	8138,8
Energía anual producida (kWh)	127750	4745	456300	792900
Inversión total (kEuros)	211,4	7	534,63	1219,3

(\*) Km de líneas de MT

**Figura 6.23.** Influencia espacial de la radiación solar en Lorca (Mapa y tabla para una radiación solar de un 90% del caso de referencia).

## **b) Tiempo de vida de la acumulación**

Este parámetro influye poderosamente en el resultado, a través del coste del acumulador, que representa un porcentaje muy importante del coste de inversión, especialmente en las instalaciones de energías renovables. El valor considerado para el caso de referencia ha sido 5 años, un valor conservador. Valores inferiores son poco probables, por lo que sólo se ha considerado los casos de 4 y 3 años. Un valor de 4 años produce un descenso del 25% de la implantación fotovoltaica a favor de diesel central.

Valores superiores provocan cambios igualmente significativos, de forma que 6 años para el tiempo de vida de las baterías, dan lugar a una subida en la presencia fotovoltaica de casi un 30% en contra de diesel central. 7 años, es decir, sólo dos años más respecto al caso de referencia, suponen que los sistemas fotovoltaicos superen el 75% de potencial de electrificación rural y la práctica desaparición de los diesel centrales. Valores mayores dan lugar a que el sistema fotovoltaico siga creciendo, pero ya mucho más lentamente, en detrimento de la conexión a red.

Estos resultados demuestran la importancia de un buen diseño y mantenimiento del sistema que se traduzca en un comportamiento adecuado de las baterías. También justifica el empleo de ciertos reguladores, que permiten cargar a las baterías de una forma más eficiente y segura.

A continuación se indican los resultados (mapa y valores numéricos) para un tiempo de vida de 6 años.

## **c) Coste de inversión del sistema fotovoltaico**

Observando el diagrama correspondiente, puede comprobarse que la evolución del coste del sistema fotovoltaico sigue un comportamiento inverso al diesel central, permaneciendo aproximadamente constante la participación de conexión a red, excepto para costes de inversión fotovoltaica inferiores a 5000 Euros/kWp.

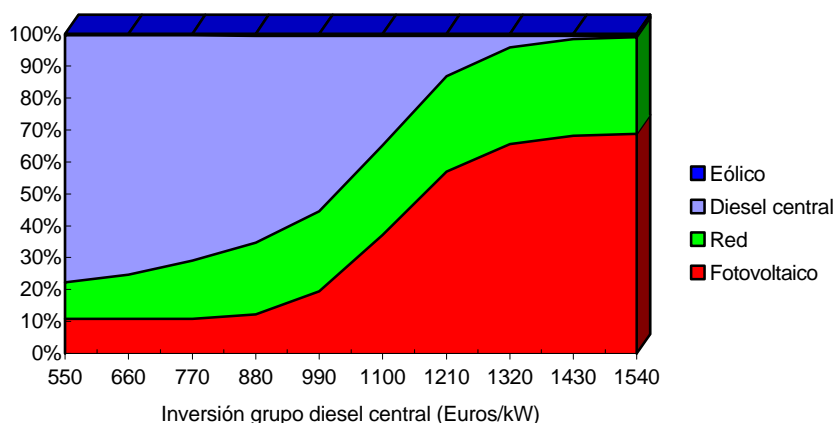
Las variaciones mayores se producen alrededor de 8000 Euros/kWp, hasta 6000 y 10000 respectivamente, en que las curvas que definen el potencial, cambian sus pendientes. Por tanto, el valor actual considerado, 9000, se encuentra dentro de la zona de mayores cambios. Concretamente, un coste de inversión de 6000 Euros/kWp (lo que corresponde a un programa de implantación masiva de la tecnología), da lugar a que el potencial fotovoltaico duplique su peso en la electrificación del municipio.

En la figura 6.21 se aportan los resultados precisamente para dicho valor de 6000 Euros/kWp.

## **d) Coste de inversión del sistema diesel central**

Este diagrama muestra el comportamiento opuesto al anterior, como era de esperar, lo que es una prueba de la coherencia del procedimiento propuesto. No se comenta específicamente por no aportar nada nuevo. La conclusión más importante, que se deduce de la valoración conjunta de este resultado y el anterior, es la competencia directa entre los

sistemas fotovoltaico y diesel central, manteniéndose la conexión a red con un porcentaje siempre cercano a un tercio del potencial total, y los sistemas eólicos con una participación simbólica, aunque prácticamente inalterable en condiciones normales, del 0,7%.



**Figura 6.24.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al coste de inversión diesel central.

#### e) Precio del combustible

Se dan, para este parámetro, condiciones similares a las comentadas: competencia entre sistemas fotovoltaico y diesel central, manteniendo conexión a red y eólico su participación independientemente de la variación del parámetro.

Además, también en este caso el valor adoptado como referencia está en la parte de mayor pendiente de las curvas, concretamente en el centro de dicha zona. Esto significa que las variaciones del precio del combustible afectarán más en este escenario que en otros posibles.

Aunque la evolución actual es al alza de los precios, no es posible establecer con seguridad la estabilidad de esta tendencia, máxime cuando las previsiones apuntaban lo contrario. En cualquier caso, respetando dicha tendencia, se ofrece información del caso con precio de combustible de 0,5 Euros/litro.

#### f) Radiación solar

La variación de la radiación solar afecta al resultado con la situación ya repetida de competencia de fotovoltaico y diesel central, y de constancia en la participación de conexión a red y eólica. También se repite que el valor considerado (en este caso, al ser un parámetro con variación espacial, los valores se representan en 0/1) está en el centro del tramo con mayor variación, que oscila entre un  $\pm 15\%$  respecto al valor de referencia.

Este gráfico demuestra la conveniencia de conocer la radiación solar con precisión, ya que, por ejemplo, un  $\pm 10\%$  de error en su valor, conduce a una variación relativa del potencial fotovoltaico del  $\pm 25\%$ .

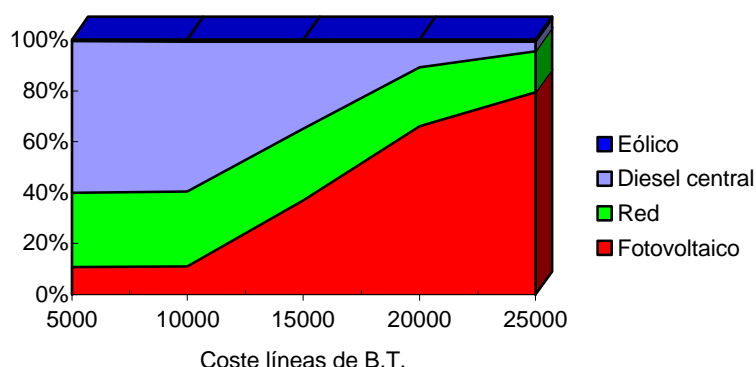
De nuevo, este resultado demuestra la coherencia del procedimiento, ya que el recurso solar presenta una gran homogeneidad en el área de estudio, por lo que, las variaciones del mismo afectan directamente a la tecnología asociada y a la que compite con ella.

Hasta aquí se han analizado los parámetros con mayor influencia. Se tratan ahora otros parámetros que afectan en menor medida al resultado.

#### g) Coste de inversión en las líneas de BT

Este parámetro influye de forma similar a los analizados hasta ahora. Estos costes están relacionados con la longitud de las líneas, cuestión que no se ha tenido en cuenta en el procedimiento, ya que no se dispone de información de esa dependencia, pero que conduciría, en cualquier caso, a suavizar la influencia de este parámetro, pasando a ser de menor importancia que lo que refleja el resultado.

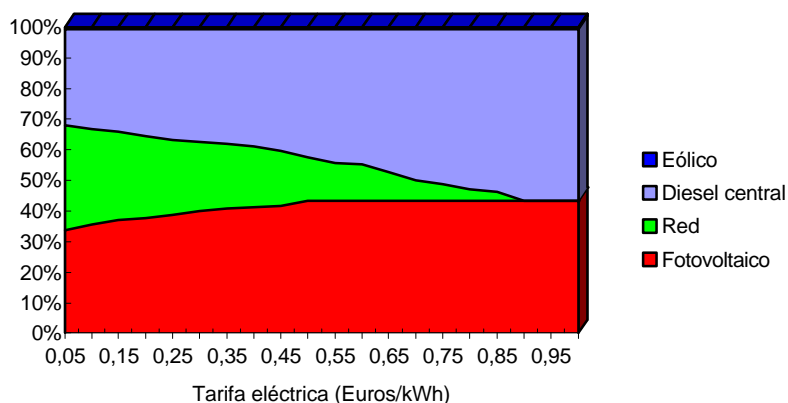
El comportamiento del diagrama está determinado por la densidad de viviendas. Para costes de inversión de las líneas de BT menores a 10000 Euros/km, la distribución de potencial se mantiene prácticamente constante, debido a que el área fotovoltaica tiene densidad próxima a uno. Para costes superiores a 20000 Euros/km de nuevo tenemos una estabilización, aunque menor, debida en este caso a alcanzar altas demandas por píxel.



**Figura 6.25.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al coste de líneas de BT.

#### h) Eficiencia del sistema fotovoltaico

Este parámetro de nuevo repite el comportamiento ya descrito pero de forma menos acentuada que los anteriores. Además, el valor de la eficiencia del sistema fotovoltaico, en la que intervienen cuestiones ya comentadas, como la caída de tensión en los cables, pérdidas en la transformación energética de la acumulación, etc. (ver punto 2.3.2.), puede mejorarse pero no sufrir cambios espectaculares. Además el resto de las tecnologías también evolucionan. Por estos motivos, este parámetro no se considera en el grupo de los más importantes, en cuanto a su repercusión en el resultado. Aunque si es muy conveniente para la fiabilidad del mismo establecer su valor medio con rigor.



**Figura 6.26.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al coste del kWh.

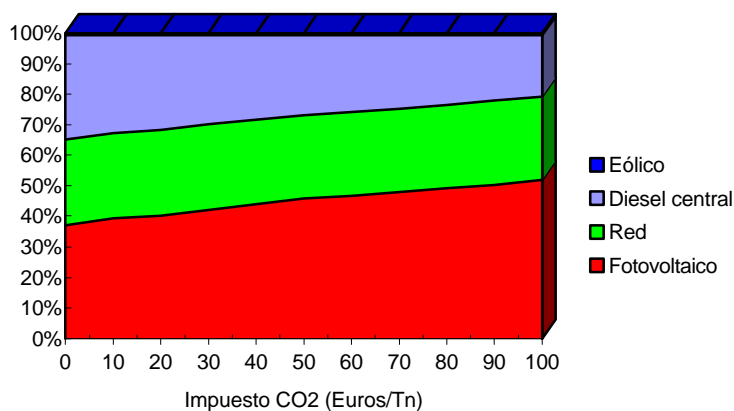
### i) Tarifa eléctrica

Aumentos de la tarifa eléctrica pueden dar lugar a la pérdida total de competitividad de la conexión a red, pero esos incrementos deben ser muy significativos, de forma que duplicándose el coste para el usuario del kWh, la participación de la conexión a red apenas disminuye.

Mucho más importante que lo citado en el párrafo anterior, es el hecho de que las tarifas eléctricas están disminuyendo de forma progresiva en toda Europa, en los últimos años, y continuarán esta tendencia a corto plazo. Pero de nuevo se necesitan variaciones excesivas para que su repercusión sea notable, por ejemplo, una disminución de este coste a un tercio de su valor sólo produce un incremento en el potencial total de conexión a red del 5%.

### j) Impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>

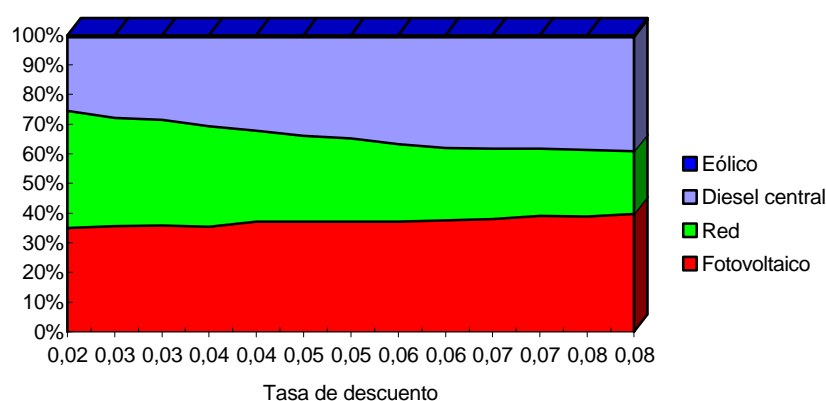
Este resultado resulta contradictorio con las previsiones de mejora sustancial del potencial renovable en caso de considerar los costes externos a través de impuestos ecológicos. Considerando las previsiones de mayor valor para el impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub> (situadas en el año 2010, ver punto 3.3.9.e), el potencial fotovoltaico aumenta en menos del 10%. El valor de este parámetro para el caso de referencia ha sido "0".



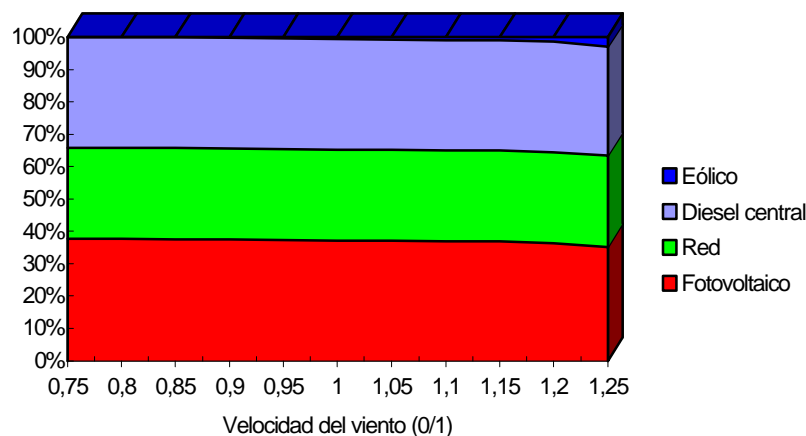
**Figura 6.27.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto al impuesto por emisiones de CO<sub>2</sub>.

### k) Tasa de descuento

En la evolución del potencial con este parámetro se observa una contradicción con lo habitualmente afirmado: “las tasas de descuento altas favorecen a los sistemas convencionales respecto a los renovables por sus menores costes de inversión”. Esto es cierto para instalaciones conectadas a la red, para sistemas aislados realizando un análisis detallado, como el del presente estudio, se llega a la conclusión que los sistemas convencionales presentan mayores costes totales de inversión que los renovables. En cualquier caso esta influencia es pequeña, alrededor del 5%, afectando en mayor medida a la tecnología diesel central.



**Figura 6.28.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la tasa de descuento.



**Figura 6.29.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la variación del recurso eólico.

### l) Recurso eólico

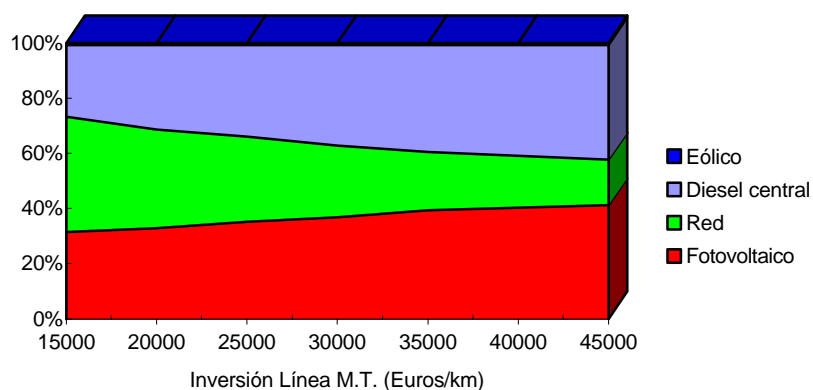
Este resultado contrasta con el obtenido para el recurso solar. En el se observa que las variaciones en el recurso eólico no afectan al reparto de potencial. Sólo variaciones superiores al 10% influyen levemente en la tecnología eólica. Esto es debido a que el área, con potencial eólico competitivo para este tipo de aplicaciones, es pequeña para Lorca. Estando lejos del valor de competitividad el resto del municipio, por lo que variaciones del recurso eólico del 25% no alteran significativamente el resultado.



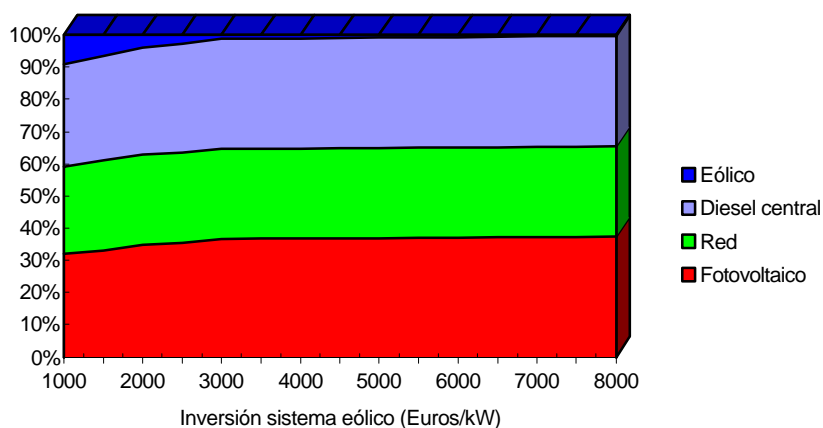
Por tanto, la conclusión es que no es imprescindible conocer con precisión el potencial eólico en todo el territorio para un estudio de electrificación rural, con unas condiciones de distribución de viento como las de Lorca. Si es conveniente confirmar el potencial en los puntos competitivos.

### m) Otros parámetros

Existen otros parámetros como “los días de autonomía de la acumulación fotovoltaica”, “la altura del buje de la turbina eólica” y “la eficiencia de los sistemas eólicos”, que presentan una ausencia total de influencia en el resultado, por los que sus gráficas son similares a la 6.29. Otros como “el coste de inversión de las líneas de MT” o “el coste de inversión en el sistema eólico” afectan muy ligeramente a los resultados, a continuación se incluyen sus diagramas.



**Figura 6.30.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la variación del coste de inversión en las líneas de MT.



**Figura 6.31.** Diagrama de sensibilidad espacial para Lorca, respecto a la variación del coste de inversión en el sistema eólico.

### 6.4.3. ESTABILIDAD DEL RESULTADO

En el punto anterior se han determinado las variables que más condicionan la distribución espacial de tecnologías para la electrificación rural del municipio de Lorca. Además, a través de la forma de los diagramas de distribución espacial, se ha determinado la forma en que influye cada variable en dicha distribución. Como se citaba en el método (ver punto 5.2.5), una medida de la estabilidad del resultado es como puede afectar a éste, la variación simultánea de los parámetros detectados como los más significativos. A continuación se describen los “efectos combinados” considerados.

#### a) Evolución moderada

- Demanda un 20% mayor
- Coste de inversión de sistemas fotovoltaicos, 8000 Euros/kW<sub>p</sub>
- Tiempo de vida de la batería, 6 años
- Coste del combustible, 0,5 Euros/litro

La situación que se plantea corresponde a la evolución más probable de los parámetros en un período de tiempo de 1 ó 2 años. También podría corresponder a un error en la estimación de los parámetros, debido a algún condicionante “desconocido” para el investigador en el caso de estudio.

El resultado obtenido apenas varía respecto al caso de referencia: aumenta en un 2% el potencial fotovoltaico y en 1,5% el de red; disminuyendo casi un 4% el diesel central.

Con los mismos valores, pero aumentando el tiempo de vida del acumulador a 8 años, la tendencia del caso de referencia se mantiene con un incremento espectacular de la presencia fotovoltaica a costa de diesel central.

#### b) Evolución rápida

- Demanda un 40% mayor
- Coste de inversión de sistemas fotovoltaicos, 6000 Euros/kW<sub>p</sub>
- Tiempo de vida de la batería, 8 años
- Coste del combustible, 0,5 Euros/litro

Corresponde a una situación económica de crecimiento de la región, lo que se traduce en un incremento importante de la demanda. Además, los costes de inversión fotovoltaica bajan fuertemente debido a una expansión de las tecnologías renovables y el tiempo de vida de la batería aumenta de forma significativa. El coste de combustible se mantiene como en el caso anterior.

El resultado en este caso es de una fuerte subida del potencial fotovoltaico, que casi alcanza las tres cuartas partes del potencial regional, como siempre debida a los sistemas diesel centrales que se quedan con apenas un 4%. La conexión a red mantiene un porcentaje cercano al 25%.

Se ha repetido este análisis para el caso de que el precio del combustible se mantenga en 0,4 Euros/litro, quedando muy similar a lo descrito en el párrafo anterior: 90 viviendas pasarían de fotovoltaico a diesel central.

También se ha analizado el caso anterior pero considerando que los costes de inversión fotovoltaicos sólo bajan a 8000 Euros/KW<sub>p</sub>. El resultado es que, aunque los sistemas fotovoltaicos pierden un 14% para diesel central, siguen manteniendo una importancia significativa con cerca de la cuarta parte del potencial municipal.

### **c) Conclusiones**

En función de lo indicado en los párrafos anteriores, se puede concluir que la distribución de potencial de electrificación rural para Lorca, en el llamado “caso de referencia”, presenta una gran estabilidad.

Aunque no se ha comentado, los sistemas eólicos mantienen en las variables analizadas su pequeña, pero inamovible, representación.

No se ha considerado una de las variables con mayor peso en el resultado, la radiación solar, ya que el significado de su variación es distinto al del resto de los parámetros con mayor peso. Por otra parte, el sentido y magnitud de su influencia, sobre los casos anteriormente estudiados, es inmediata a partir de su diagrama de sensibilidad espacial.

## Capítulo 7. CONCLUSIONES

### 7.1. APORTACIONES

El empleo de SIG como herramienta soporte para los planes de electrificación rural que incluyan energías renovables presenta muchas ventajas. Pero tiene el inconveniente de la falta de control sobre los resultados obtenidos debido a las siguientes fuentes de incertidumbre:

- 1ª )Desconocimiento de la demanda
- 2ª )Imprecisión del valor del factor de capacidad correspondiente a los sistemas de las distintas tecnologías
- 3ª )Imprecisión del valor de parámetros de tipo económico como la tasa de descuento
- 4ª )Imprecisión a la hora de interpretar unos resultados energético-económicos válidos únicamente en un contexto previamente definido

Para cada una de estas fuentes de error se ha realizado una acción correctora concreta, que consiste respectivamente en:

- 1ª )Estudio socioeconómico que permite establecer un escenario normalizado de consumo para estimar la demanda de energía eléctrica en función de variables socio-económicas de la región.

Los sistemas convencionales y renovables de electrificación rural presentan unas características distintivas que dificultan su comparación directa. Para solventar este problema se proponen dos escenarios de consumo distintos uno para viviendas renovables equipadas con cargas eficientes y suponiendo un consumo racional de la energía, y otro para viviendas convencionales obtenido a partir de los estudios realizados de la demanda de energía eléctrica en el sector residencial español.

Los esfuerzos realizados quedan justificados por los resultados obtenidos, ya que este parámetro es el que mayor influencia ejerce en los mismos.

- 2ª )Analizar la dependencia del factor de capacidad de las tecnologías renovables, esto obliga a la realización de un estudio del estado del arte de estas tecnologías.

En este punto de nuevo el planteamiento ha sido distinto para tecnologías renovables y convencionales. Para las primeras, se calcula el factor de

capacidad a partir de las características del recurso eólico o de funcionamiento del sistema fotovoltaico, según el caso, para después obtener la potencia de la instalación.

Para las instalaciones convencionales se determina en primer lugar la potencia a instalar por vivienda según las condiciones socioeconómicas de la zona (se supone una potencia por vivienda en función del nivel económico de los habitantes de la misma, evidentemente, existirá una relación directa entre la demanda estimada en el punto anterior y la potencia asignada en éste). A partir de la potencia por vivienda y el número de estas (en el caso de instalaciones centralizadas) se calcula la potencia a instalar considerando un coeficiente (o varios) de dimensionado en función del estado de la tecnología. Conocida la potencia, el factor de capacidad se determina en función de la potencia y el consumo.

- 3ª) Realizar un análisis del mercado energético de la región que garantiza una coherencia en los valores adjudicados a los parámetros económicos.

El capítulo 3, “variables económicas”, describe cada uno de los costes que intervienen en la determinación del coste del kWh de cada tipo de instalación considerado. Su desarrollo ha llevado a analizar costes de equipos renovables, de conexión a red y diesel, es decir un análisis completo del mercado energético involucrado en la electrificación rural que ha permitido ajustar el valor de las variables consideradas, además de “sacar a la luz” otras variables no incluidas (al menos de forma habitual) en estudios similares, como son: los costes de reconstrucción de un grupo electrógeno; los costes de equipos eficientes en una vivienda electrificada con energías renovables y los costes por derechos de acometida en el caso de existir red de distribución de B.T. Este estudio económico también ha permitido considerar variable lo que normalmente se suponía constante, como es el caso del coste de las líneas aéreas de M.T. en función de la distancia.

Los trabajos realizados en estos tres puntos, junto con otros descritos a lo largo de este documento, han producido un sistema de información geográfica para la electrificación rural con energías renovables con un alto grado de definición y exactitud en las variables y algoritmos empleados.

- 4ª) Un “análisis de sensibilidad espacial” que permite determinar los parámetros con mayor influencia en el resultado del método y en que forma afectan a dicho resultado, con el fin de establecer la fiabilidad del mismo en función del “grado de sensibilidad espacial” mostrado por el coste del kWh de cada tecnología.

Este método permite aumentar el control sobre los resultados obtenidos y se estructura de la siguiente forma. En primer lugar se determinan, a través de análisis de sensibilidad convencional y diagramas de araña, las variables con mayor peso en

el LEC de cada tecnología. A continuación, para todas las variables detectadas se realiza un análisis de sensibilidad espacial que se traduce en un diagrama y en uno o varios mapas.

Este análisis espacial produce dos resultados: determina las variables con mayor influencia en el plan de electrificación rural (las variables con mayor influencia para el caso práctico estudiado han resultado ser: la demanda, el tiempo de vida de la acumulación, el coste de inversión del sistema fotovoltaico, el precio del combustible y la radiación solar) y establece en que forma se realiza esa influencia, de forma que se pueden prever los efectos que determinadas acciones, como por ejemplo, subvenciones, incremento de precios, o incluso, errores en la estimación de parámetros, etc. producen sobre el resultado.

Todo esto se traduce en un control del resultado que determina la estabilidad del mismo y, por tanto, delimita el riesgo de error por parte de los planificadores que utilicen esta herramienta.

Además de las aportaciones citadas se han desarrollado los siguientes trabajos:

- Potencial de electrificación rural a escala mundial

Se ha realizado una recopilación de todos los datos existentes sobre grado de electrificación, viviendas no electrificadas y acceso rural a la energía eléctrica.

- Proyectos de electrificación rural con energías renovables

En línea con el estudio anterior, se han registrado los proyectos de electrificación descentralizada llevados a cabo con instalaciones fotovoltaicas, eólicas y eólico-diesel.

- “Integración Regional de Energías Renovables”

La herramienta diseñada y puesta a punto en esta tesis se concibe para ser empleada por planificadores energéticos regionales en los programas de electrificación rural. Por este motivo, se ha estudiado la integración regional de energías renovables para fijar el marco de trabajo, más amplio, en el que está inmersa la metodología desarrollada. Dicho estudio se incorpora como anexo, no por su importancia, ya que en base a ella debería considerarse como un capítulo más, sino para simplificar la exposición del método, ya de por sí afectada de numerosas tecnologías, cuestiones energéticas y económicas, gran cantidad de variables, etc.

## 7.2. LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

Como líneas de trabajos futuras, se proponen las siguientes:

- 1ª La difusión de esta metodología entre los responsables de la planificación energética regional, para beneficiarse de su potencial y contrastarla con la ejecución de un plan de electrificación rural. Dicha verificación “real” permitiría ajustar aún más el método en la parte de planificación, y además, “a posteriori”, la recogida de determinada información, comprobaría la bondad de la estimación del valor de ciertas variables, principalmente de la demanda.
- 2ª Completar el SIG actual:
  - Considerando otras tecnologías disponibles de electrificación rural, como centrales microhidráulicas, sistemas híbridos fotovoltaico-eólico y fotovoltaico-diesel, etc.
  - Incluyendo aplicaciones de calor y/o refrigeración, lo que conllevaría rehacer el estudio de la demanda y contar con otras fuentes energéticas para estos usos finales, a través o no de la energía eléctrica. Estos estudios integrados tienen varias ventajas, entre las que se puede citar el que permiten incluir sistemas de cogeneración y que la comparación con la extensión de red no está restringida por las aplicaciones.
- 3ª El desarrollo de algoritmos que permitan realizar la planificación de la extensión de la red a través de SIG, teniendo los sistemas renovables como alternativa en las situaciones en las que sea más rentable su empleo.

## Anexo: Integración regional de energías renovables

### ÍNDICE

<b>A.1. Planificación y gestión energética regional.....</b>	<b>A.1</b>
A.1.1. Introducción a la planificación energética .....	A.1
A.1.2. Análisis del estado inicial .....	A.1
A.1.3. Fines y objetivos de la planificación: Escenarios .....	A.2
A.1.4. Estrategias y acciones: análisis de sensibilidad.....	A.3
A.1.5. Grupo planificador y plan de trabajo .....	A.4
<b>A.2. Escenarios energéticos .....</b>	<b>A.4</b>
A.2.1. Escenarios del Consejo Mundial de la Energía.....	A.4
A.2.2. Escenarios de la Agencia Internacional de la Energía .....	A.6
A.2.3. Escenarios de la Shell.....	A.7
A.2.4. Escenarios de la Unión Europea .....	A.8
A.2.5. Conclusión .....	A.9
<b>A.3. Planteamientos y metodos de difusión de tecnologías energéticas en el medio rural.....</b>	<b>A.10</b>
A.3.1. Ventajas de las energías renovables a escala regional .....	A.10
A.3.2. Energía y ordenación del territorio.....	A.12
A.3.3. Energías renovables y medio rural: caracterización espacial de los recursos.....	A.12
A.3.4. Modelos de difusión regional de tecnologías energéticas .....	A.14
<b>A.4. Barreras para la electrificación rural con energías renovables .....</b>	<b>A.18</b>
A.4.1. Identificación de barreras .....	A.18
A.4.2. Descripción de barreras .....	A.19
A.4.3. Normalización .....	A.20
A.4.4. Superación de barreras.....	A.22
<b>A.5. Aspectos ambientales .....</b>	<b>A.22</b>
A.5.1. Instalaciones fotovoltaicas .....	A.23
A.5.2. Instalaciones eólicas .....	A.25
A.5.3. Aceptación social.....	A.26
<b>A.6. Integración regional de energías renovables en la Unión Europea.....</b>	<b>A.28</b>



## Anexo: INTEGRACIÓN REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES

### A.1. PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

#### A.1.1. INTRODUCCIÓN A LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Las decisiones relativas a los temas energéticos deben estar sólidamente fundamentadas debido a su trascendencia social. Uno de los pilares principales que sustentan dichas decisiones es la planificación energética.

El objetivo básico de la planificación energética debe ser satisfacer una demanda futura del modo más económico y seguro posible. A estos requisitos de economía y seguridad se les sumó en las décadas pasadas el de “compatibilidad medioambiental”, expresado, a partir de la cumbre de Río de 1992, a través del concepto de “desarrollo sostenible”. La planificación puede ser a corto, medio o largo plazo, si se consideran períodos menores a un año, entre uno y diez años, o superiores a unos diez años, respectivamente.

La planificación energética regional es un método para conseguir los objetivos de la planificación energética nacional (Saiz, 88, p. 8), aunque la planificación nacional debe realizarse teniendo en cuenta, previamente, las características y necesidades de los sistemas energéticos regionales.

La planificación en general se plantea según los siguientes puntos:

- ◆ Análisis del estado inicial
  - ◇ Datos de partida
  - ◇ Balances energéticos
- ◆ Especificación cuantitativa de los fines que se persiguen
- ◆ Estrategias y acciones para conseguir dichos objetivos

A continuación se desarrollan estos puntos para el caso de la planificación energética regional, aunque la mayor parte de las cuestiones tratadas son comunes a cualquier tipo de planificación energética.

#### A.1.2. ANÁLISIS DEL ESTADO INICIAL

##### a) Datos de partida

Se trata de plasmar y estructurar los conocimientos de la realidad de la que se parte. Incluye una descripción general de la región considerada y su entorno, y debe comprender temas socioeconómicos, ambientales y energéticos. En concreto debe incluir información sobre: el medio inerte, el medio biológico, los recursos energéticos, población y hábitat, infraestructuras, marco legal, organismos relacionados y planes o programas en los que quede englobada la región. Estos datos deben estar suficientemente detallados para que se pueda derivar información de ellos, por ejemplo, no bastará conocer los recursos energéticos de la región sino que se deberá poder calcular su coste de explotación.

La necesidad de un conocimiento tan exhaustivo de la región, es debida a las grandes interrelaciones que el sistema energético presenta con los sistemas social, económico, ambiental, etc. Un sistema energético determinado viene condicionado por una organización social y territorial concreta de la comunidad y, por otra parte, las acciones energéticas influyen en todas las dinámicas sociales de una comunidad moderna. Todas estas cuestiones, con una importancia relativa adecuada, no pueden dejar de ser consideradas en cualquier planificación energética.

### **b) Balances energéticos**

Para profundizar en el sistema energético de la región se establece un balance energético de la misma. El balance energético indica la participación de cada una de las diferentes materias primas energéticas disponibles en la cobertura de la demanda total de energía primaria durante un período determinado, que habitualmente es de un año. Además se añaden las producciones regionales con el fin de poder calcular el grado de autoabastecimiento. (García e Iranzo, 89, p. 6).

Dicho balance incluye un análisis de la participación de cada una de las energías finales en la satisfacción de la demanda de energía. La producción y el consumo deben estructurarse por sectores productivos y por sectores económicos, e incluso por subsectores. Esta clasificación es imprescindible para la planificación porque permite considerar la interrelación entre los distintos sectores (Cortiñas, 88, pp. 6 y 7), dada la influencia que tienen en la evolución del sistema energético dichas interrelaciones. Toda esta información se representa a través de un diagrama de flujo energético.

Debido a que el consumo de energía puede aumentar por el sólo hecho de disponer de ella y por el desarrollo que conlleva, será necesario conocer también la eficiencia energética de los equipos utilizados o demandados. A partir del balance energético regional se deben analizar que segmentos de la demanda actual y futura podrían ser cubiertos con la utilización de energías renovables.

### **A.1.3. FINES Y OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN: ESCENARIOS**

En esta etapa de la planificación se trata de describir el futuro que se busca. Los objetivos concretos que se pretenden conseguir con una planificación energética regional determinada están actualmente condicionados por una serie de fines generales que afectan a toda planificación energética (García e Iranzo, 89, pp. 11 y 12):

- Garantizar el suministro
- Minimizar costes
- Evitar al máximo la dependencia externa
- Diversificar la participación de las distintas energías primarias en el balance energético
- Reducir los impactos sobre el medio ambiente, especialmente sobre el calentamiento global
- Cumplimiento progresivo de los principios de desarrollo sostenible
- Coherencia con los objetivos de la planificación nacional y comunitaria

El valor de algunas de las variables que influyen en el sistema energético puede ser establecido, dentro de ciertos márgenes, a través de decisiones políticas, pero existen otras variables que no pueden fijarse por los agentes de decisión. Para prever el estado del sistema energético en un futuro determinado y, por tanto, el valor de dichas variables, se establecen varios modelos hipotéticos del desarrollo futuro de la sociedad denominados: “escenarios”. La consideración de un escenario concreto permitirá determinar, dentro de un marco de coherencia, cuestiones fundamentales para el sistema energético como las tecnologías disponibles, el crecimiento económico, los precios de combustibles y los cambios en los modelos de consumo (Boyle, 96, p. 415).

Los escenarios son las principales herramientas que se utilizan para obtener descripciones cuantitativas del futuro, ya que no sólo evalúan las posibilidades técnicas y económicas de una tecnología sino que tratan de calcular los efectos y costes de esas posibilidades. Son producidos por gobiernos, empresas multinacionales, industrias, instituciones internacionales, grupos medioambientales, asociaciones independientes, etc. Tienden a ser documentos muy extensos, llenos de tablas numéricas y gráficas dando datos del uso actual de la energía y proyecciones de ese uso en el futuro. Las suposiciones sociales que sustentan estos escenarios no están normalmente explícitas en estos documentos, aunque son las que determinan la naturaleza de las proyecciones y los resultados obtenidos.

Los escenarios energéticos que actualmente se utilizan buscan resolver los problemas principales del sector anteriormente enumerados: dependencia energética, efecto invernadero y sostenibilidad, junto con la garantía de abastecimiento energético suficiente para el desarrollo. Para ello priorizan opciones de suministros convencionales, energías renovables, ahorro energético, eficiencia energética, etc.; según los intereses de los organismos o instituciones que diseñan un escenario determinado. En el apartado “A.2.” de este anexo se describen algunos de los escenarios más representativos a escala mundial y europea.

#### A.1.4. ESTRATEGIAS Y ACCIONES: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En función de los objetivos buscados, es decir, del escenario al que se quiere llegar, se establecen una serie de acciones a realizar. Para evaluar las consecuencias de las acciones sobre el sistema a planificar es habitual construir un modelo del sistema energético o de alguna de sus partes (Saiz, 88, p. 8), que permita conocer como influyen en el sistema las variables de las que depende. Esta influencia se determina a través de análisis de sensibilidad del sistema a la evolución de estas variables (Gil, 88, p. 2). En el capítulo 3 se estudian los análisis de sensibilidad.

Debido a que cualquier sistema energético tiene como características principales una oferta y una demanda energética determinada, la aplicación del modelo deberá cuantificarlas en el escenario considerado. Como resultado de la evaluación de las consecuencias de las acciones planificadas puede ser necesario reconsiderar las hipótesis que llevaron a considerar esas acciones y, por tanto, modificar el escenario considerado. Esto pone de manifiesto el carácter iterativo de la planificación energética (Saiz, 88, p. 12) y la necesidad de que el modelo permita manejar escenarios alternativos. De hecho, una de las prácticas habituales consistirá en realizar análisis de sensibilidad de una o varias variables considerando distintos escenarios. Este proceso se realiza implícitamente en la metodología propuesta en el capítulo 5.

#### A.1.5. GRUPO PLANIFICADOR Y PLAN DE TRABAJO

Previamente a la realización de las etapas anteriores, será necesario definir el grupo planificador que debe estar constituido por todos los agentes de decisión de la región, que para el caso de la integración regional de energías renovables, son los gobiernos regionales y nacionales, las compañías eléctricas, los inversores locales y las autoridades locales. Estos agentes de decisión resultan similares en las regiones de la Unión Europea, aunque la importancia relativa de cada grupo de decisión varía de una región a otra (Anderson y Holland, 96, pp. 94).

Debido a las implicaciones, sociales, técnicas, económicas, ambientales, etc., que se manejan en una planificación energética, el grupo planificador debe tener un carácter multidisciplinar, bien en su constitución, o en su funcionamiento (en cuanto al manejo de la información). Por tanto, sus componentes tienen intereses distintos: los gobiernos, como principales agentes de decisión energéticos, tienen interés por cuestiones de desarrollo sostenible; las compañías eléctricas se centran en la fiabilidad y costes de los sistemas; los inversores buscan beneficios de la utilización de energías renovables y las autoridades locales armonizar las necesidades locales con las acciones propuestas (Voivontas et al. 98, p. 334).

El diseño de este grupo y su modo de trabajo es importante para la planificación energética regional, ya que en la medida de que los distintos agentes de decisión participen en la elaboración del escenario finalmente buscado y en la formulación de las distintas acciones a seguir, estarán motivados para llevarlas finalmente a cabo y que la planificación realmente se aplique. La mayor parte de las acciones a implementar no podrán establecerse de forma obligatoria y gran parte de los involucrados serán de tipo privado. Estas razones hacen depender de los distintos agentes sociales la consecución de los objetivos diseñados.

En el presente trabajo se ha desarrollado un método que puede ser utilizado por el grupo planificador como herramienta para conocer la fuente energética más competitiva para suministrar energía eléctrica descentralizada en cada localización de la región a planificar, a partir de sus recursos y demandas potenciales de energías renovables.

#### A.2. ESCENARIOS ENERGÉTICOS (Boyle, 1996, pp. 425 - 432; FORATOM, 1997; IEA, 1997; IEA, 1998; Escudero, 98; Moody-Stuart, 98)

##### A.2.1. ESCENARIOS DEL CONSEJO MUNDIAL DE LA ENERGÍA, WEC (World Energy Council)

El WEC considera tres escenarios hasta el 2020 en su estudio "Energía para el mundo del mañana" que publicó en 1993. Posteriormente, en 1995, establece variantes de estos escenarios básicos y prolonga el estudio hasta el 2050 y 2100 en el informe "Perspectivas energéticas mundiales para el año 2050 y más allá" elaborado en colaboración con el IIASA (Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados).

A continuación se describen los escenarios del primer trabajo citado. En todos ellos la población mundial para el año 2020, se considera de 8.100 millones según estimaciones de Naciones Unidas.

El WEC distingue entre renovables “tradicionales”, tales como la madera como combustible, la cual estima que aporta el 10% de las necesidades de energía primaria mundiales, “hidráulica de gran tamaño”, que contribuye con el 6%; y las renovables “nuevas” como la eólica, solar térmica y fotovoltaica, las cuales aportan sobre el 2% a la demanda de energía primaria mundial, lo que supone unas 0,2 GTEP (toneladas equivalentes de petróleo).

En el escenario de referencia, “Crecimiento económico medio”, la economía mundial crece moderadamente a una media del 3,3% anual, resultando una demanda de energía primaria mundial en el 2020 de 13,4 GTEP, y una aportación de las renovables nuevas para ese año del 4,5% (0,6 GTEP).

En el escenario de “Alto crecimiento económico”, el crecimiento económico es del 3,8% y la demanda de energía primaria en el 2020 de unas 17 GTEP (el doble de la alcanzada en 1996: 8,38 GTEP) y una aportación de las renovables nuevas también del 4,5% (0,8 GTEP).

En el escenario “ecológico” (“Crecimiento económico medio con orientación ecológica”), en el que se supone que prevalece el ahorro de energía y las energías renovables, el crecimiento se supone del 3,3%, pero la demanda de energía primaria crece sólo hasta 11,3 GTEP en el 2020 y una aportación de las renovables nuevas del 11,5% (1,3 GTEP). En este escenario la contribución total de las renovables alcanzaría el 27% en dicho año.

En la tabla siguiente se indican los datos que resumen la evolución de las distintas fuentes de energía primaria.

Valores en GTEP	1960	1990	En 2020		
			Medio	Alto	Ecológico
Carbón	1,4	2,3	3	4,9	2,1
Petróleo	1,0	2,8	3,8	4,6	2,9
Gas natural	0,4	1,7	3	3,6	2,5
Nuclear	-	0,4	0,8	1,0	0,7
Hidráulica grande	0,15	0,5	0,9	1,0	0,7
Renovables tradicionales	0,5	0,9	1,3	1,3	1,1
Renovables nuevas	-	0,2	0,6	0,8	1,3
TOTAL	3,3	8,8	13,4	17,2	11,3

**Tabla A.1.** Evolución de las aportaciones de energía primaria por escenarios del WEC.

En el estudio publicado en 1995 las conclusiones principales comunes a todos los escenarios son:

- A medida que se incrementen los niveles de renta en el mundo, el público demandará más energía con servicios energéticos más eficientes, limpios y cómodos.
- La disponibilidad de recursos fósiles no representa una restricción importante en el próximo siglo
- Las cuestiones medioambientales, junto con la recuperación de recursos en condiciones económicas, tienen más probabilidades de impulsar, en el futuro, hacia fuentes de energía distintas de los combustibles fósiles

## A.2.2. ESCENARIOS DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (International Energy Agency, IEA)

El estudio “Perspectivas energéticas mundiales, 1996” de la IEA, considera dos escenarios a medio plazo hasta el año 2010:

- Escenario “Tensiones en la capacidad de producción”

Es un escenario sin cambios respecto a la situación actual, ya que considera prolongadas las tendencias presentes en las cuestiones básicas de:

- \* Incremento de población
- \* Aumento del PIB
- \* Ritmos de mejora de la eficiencia energética

Lo que conduce a los siguientes parámetros básicos:

* Crecimiento del PIB	3,2 %
* Crecimiento del PIB por habitante	1,8 %
* Crecimiento energía por habitante	0,9 %
* Crecimiento intensidad energética (TEP/100\$)	−0,9 %

Lo esencial de este escenario es que basándose en esta linealidad de las condiciones actuales llega a una evolución de los precios del petróleo que describe en tres etapas (dólares de 1993):

- 1) Precio medio del petróleo de 17 \$/barril hasta el 2000
- 2) Subida lineal hasta 25 \$/barril en el 2005
- 3) Estabilización en ese precio hasta el 2010

La razón de esta subida es un mayor tirón de la demanda mundial de petróleo procedente de la OPEP a partir del año 2000. La IEA considera el precio de 25 \$/barril como un techo a largo plazo, ya que a ese nivel puede ser suministrado por fuentes alternativas.

- Escenario “Ahorros de energía”

Es también un escenario sin cambios en lo que se refiere a crecimiento de población y PIB. Se distingue en suponer unos ritmos de aumento de la eficiencia energética superiores a los históricos, que se justifican por la existencia de tecnologías disponibles y rentables que no se difunden por diversas razones.

El efecto de reducción de la demanda que implica el ahorro de energía es una menor presión sobre los precios, por lo que se llega a la conclusión que el precio del petróleo se mantendrá en un valor medio de 17 \$(1993)/barril hasta el año 2010.

Las suposiciones básicas de este escenario son:

* Crecimiento del PIB	3,2 %
* Crecimiento del PIB por habitante	1,8 %

- \* Crecimiento energía por habitante 0,4 %
- \* Crecimiento intensidad energética (TEP/100\$) -1,4 %

En la tabla siguiente se indican los datos principales de ambos escenarios.

Valores en MTEP	1993		En 2010			
	Total	%	Tensiones		Ahorros	
			Total	%	Total	%
Combustibles sólidos	2.291	28,4	3.224	27,3	3.025	27,9
Petróleo	3.271	40,5	4.684	39,7	4.456	41,0
Gas natural	1.712	21,2	2.795	23,7	2.275	20,9
Nuclear	571	7,1	680	5,8	680	6,3
Hidráulica grande	205	2,5	311	2,6	307	2,8
Otras Renovables	36	0,4	106	0,9	124	1,1
TOTAL	8.080	100	11.793	100	10.861	100
Emisiones de CO <sub>2</sub> (MTn)	21.457		31.507		28.799	

**Tabla A.2.** Evolución de las aportaciones de energía primaria por escenarios de la IEA.

La diferencia, entre contribuciones de la energía hidroeléctrica entre los datos del WEC y de la IEA, es debida a que esta última considera la energía primaria aportada por las centrales hidráulicas como la generada en barras de la central.

### A.2.3. ESCENARIOS DE LA SHELL

Esta multinacional del petróleo en un estudio publicado en 1995, maneja dos escenarios a largo plazo que estiman una aportación de las energías renovables de aproximadamente la mitad de la demanda de energía comercial total para el 2050.

El primer escenario "Crecimiento continuado" supone, como su nombre indica, una continuidad en el desarrollo económico, incremento de población y rendimiento energético, que conduce a un mercado que suministrará abundante energía a precios competitivos. Los combustibles fósiles satisfacen este crecimiento hasta el 2025. Pero para el 2050 aportarán sólo un tercio de las necesidades de energía en lugar de los cuatro quintos de la actualidad. Su lugar lo ocupan las energías renovables (eólica, solar y biomasa, principalmente) y quizás otras tecnologías energéticas hoy desconocidas.

El segundo escenario "Desmaterialización" considera que las nuevas tecnologías, nuevos sistemas y formas de vida nos permitirán utilizar energía de forma mucho más eficaz. El consumo medio de energía per cápita, que casi se duplica en el escenario anterior, aumenta sólo en aproximadamente un 15 % para el 2050. Los combustibles fósiles seguirían suministrando la mitad de la energía mundial en el 2050 y las energías renovables crecerían más lentamente.

Los planificadores que han realizado estos estudios suponen que los costes de la energía eólica, biomasa y fotovoltaica, seguirán un camino similar al del petróleo, gas y energía nuclear, que inicialmente fueron considerablemente mayores que los costes a partir del carbón, pero que debido a los avances tecnológicos y a un uso extensivo han alcanzado grandes porcentajes del mercado. De hecho, el incremento de las energías renovables en el escenario

“Crecimiento continuado” no es mucho más rápido que el se consiguió con el petróleo en la primera parte de este siglo, en circunstancias económicas difíciles.

#### A.2.4. ESCENARIOS DE LA UNIÓN EUROPEA

El programa ALTENER parte del 1991 y establece como objetivos para 2005, entre otros, los siguientes: pasar del 4% de cobertura de la demanda total de energía por energías renovables en 1991, al 8% en 2005; triplicar la producción de energía eléctrica a partir de energías renovables (IDAE, 98b).

La Comisión europea ha realizado un amplio estudio sobre las perspectivas del sector energético europeo hasta el año 2020 (Comisión de las Comunidades Europeas, 96). Este trabajo utiliza, entre otros, los análisis de la Agencia Internacional de la Energía y del Consejo Mundial de la Energía. En dicho estudio se establecen cuatro escenarios, tres de los cuales suponen que el calentamiento planetario quedará demostrado a mediados de la próxima década.

La primera hipótesis “tendencia actual”, examina las consecuencias energéticas de la continuación de las políticas actuales. En este escenario la capacidad de generación eléctrica en la Unión Europea, a partir de energía eólica y fotovoltaica, pasa de 2,58 GWe en 1995, con una producción de 3,72 TWh; a 12,34 GWe en el 2020, con una producción de 25,85 TWh. Esto supone un aumento de la capacidad instalada de un 25% anual hasta el año 2000, estabilizándose luego entre un 5% y un 6% hasta el 2020. A pesar de este aumento, la cuota de mercado de la totalidad de las energías renovables según este escenario, se sitúa en un pobre 7,7% del consumo energético interior bruto en la Unión Europea, en el 2010.

En la cuarta hipótesis, denominada “foro”, que es en la que más prosperan los criterios ecológicos, la contribución de las energías renovables a dicho consumo energético sube hasta el 9% en el 2010, cifra que puede considerarse escasa y decepcionante, aunque hay que tener en cuenta que en la elaboración de dichos escenarios no se consideran, salvo de forma muy limitada medidas específicas de fomento de las energías renovables (Comisión de las Comunidades Europeas DG XVII, 96, p. 16). Considerando el efecto de estas medidas, tal como hace el estudio TERES dentro del programa ALTENER y, posteriormente, el estudio TERES II, la cuota de participación de las renovables se establece en un 7%, un 9% o un 16%, para un esfuerzo mínimo, medio y máximo respectivamente (Comisión de las Comunidades Europeas, 1996, p. 26).

Valores en MTEP	1990	2010			2020		
		Actual	Hiper	Foro	Actual	Hiper	Foro
Sólidos	2209	2.756	1,9 %	- 7,2 %	3.024	2,0 5	- 7,6 %
Petróleo	3227	3.688	3,1 %	0,1 %	3.981	4,2 %	- 2,5 %
Gas	1711	2.849	4,6 %	2,0 %	3.699	7,5 %	1,3 %
Nuclear	518	700	3,6 %	6,8 %	729	4,1 %	22,7 %
Renovables	731	1110	1,4 %	2,7 %	1.336	2,4 %	6,1 %
<b>Total</b>	<b>8396</b>	<b>11103</b>	<b>3,0 %</b>	<b>- 0,5 %</b>	<b>12.768</b>	<b>4,4 %</b>	<b>- 0,3 %</b>

**Tabla A.3.** Evolución de las aportaciones de energía primaria por escenarios de la UE (Comisión de las Comunidades Europeas, 96).



En la tabla A.3, se resumen los datos de energía primaria de los escenarios descritos, así como, del escenario denominado “hipermercado”, que corresponde al mayor crecimiento económico. En el punto “A.6” de este anexo se aportan más datos de las perspectivas de futuro de las energías renovables en la Unión Europea, especialmente de su integración regional.

#### A.2.5. CONCLUSIÓN

Todos los estudios recientes indican un crecimiento potencial para las renovables, particularmente en escenarios en los cuales se impongan restricciones medioambientales, como emisiones de CO<sub>2</sub>, etc. A los datos anteriores, se pueden añadir las estimaciones de Naciones Unidas que calculan la aportación de renovables en el 30% de las necesidades mundiales, en el 2025, y el 45% en el 2050.

Por otra parte, el cumplimiento del protocolo de Kioto en cuanto a reducción de emisiones de gases de tipo invernadero en un 5,2 % en el 2010 respecto a los niveles de 1990, pueden favorecer la implantación de escenarios de corte ecológico, ya que, por ejemplo, los escenarios de “Ahorros energéticos” de la IEA y el de referencia del WEC están muy próximos a cumplir esa reducción, el escenario de orientación ecológica del WEC la cumple sobradamente (ver Escudero, 98, pp. 42–46).

En Septiembre de 1998 se celebró en Huston, Estados Unidos, el XVIIº Congreso del Consejo Mundial de la Energía que centró su atención en distintos temas, entre ellos el suministro de energía en los próximos 50 años. Las conclusiones fueron las siguientes (Foro, 98a, p.7):

- ⇒ De los 5.900 millones de habitantes del planeta, un tercio no tiene acceso a la electricidad comercial y en su mayoría vive en los países en desarrollo donde tiene lugar el 90% del crecimiento demográfico. Para el año 2020 la población mundial habrá aumentado en unos 2.000 millones y el consumo mundial de energía habrá aumentado en un 50%, lo que supone un reto técnico, social y financiero importante.
- ⇒ Hay recursos de combustibles fósiles para el siglo próximo pero su empleo puede producir serios problemas ambientales si las nuevas tecnologías “más limpias” no se utilizan.
- ⇒ En muchos países en desarrollo se continuará con la utilización de la leña y el carbón y se introducirán las energías renovables cuyo porvenir económico las hará viables, así como pequeñas unidades de energías convencionales.

En concreto el WEC recomienda:

- ◆ Diversificar el aprovechamiento de recursos energéticos, considerando prioritario el desarrollo y utilización de las energías renovables
- ◆ Despejar las incertidumbres del cambio climático respecto al uso de combustibles fósiles en la generación de electricidad y en el transporte
- ◆ Resolver la gestión de residuos radioactivos

### A.3. PLANTEAMIENTOS Y METODOLOGÍAS DE DIFUSIÓN DE TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS EN EL MEDIO RURAL

La integración de energías renovables debe ser planificada y realizada a escala regional y local debido a la gran diversidad de su distribución temporal y geográfica, y a su bajo flujo energético, que da lugar a que el consumo deba tener lugar a una distancia limitada del lugar de producción.

La política energética regional debe basarse en la estimación de los recursos, la evaluación de la demanda y el desarrollo de planes de integración apropiados, que tengan en cuenta las tecnologías disponibles y las restricciones económicas, sociales y ambientales de la región. La gran cantidad de información que estos estudios requieren, justifica el empleo de herramientas que faciliten el manejo de todos los datos por el equipo planificador.

El punto de partida de la integración regional de las energías renovables es que los agentes de decisión regionales conozcan el potencial de recursos renovables existente en dicha región. Este apartado es una miscelánea de aspectos relacionados con los planteamientos y metodologías de difusión de las tecnologías de energías renovables a escala regional.

#### A.3.1. VENTAJAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES A ESCALA REGIONAL

Como se demuestra en el apartado "A.2", el aprovechamiento de las energías renovables aparece en cualquier tipo de escenario energético futuro con una importancia considerable. En la actualidad las tecnologías relativas han adquirido un nivel de madurez que permite la comercialización de instalaciones y equipos en muchas de sus aplicaciones.

Entre estas aplicaciones aquellas que tienen su implementación en áreas rurales adquieren especial importancia. Esta importancia deriva de una serie de características de las energías renovables que aportan ventajas a escala regional. A continuación se citan algunas de ellas (EUREC Agency, 96; Comisión de las Comunidades Europeas, 96; Elser, 96, p. 150):

- Las energías renovables se producen donde se necesitan, evitando la inversión y pérdidas en transporte
- Pueden contribuir al desarrollo de estructuras descentralizadas y al sostenimiento de industrias de tamaño pequeño y medio, que evitan el éxodo rural y favorecen la creación de puestos de trabajo (Comisión de las Comunidades Europeas, 96, p. 23)
- Pueden tener efectos tangibles en el desarrollo regional, contribuyendo a una mayor cohesión económica y social entre las regiones de la Comunidad Europea, por el hecho de que muchas de las regiones menos desarrolladas cuentan con un buen potencial de recursos energéticos renovables (Comisión de las Comunidades Europeas, 1996, p. 4 y 23)
- La fiabilidad de suministro eléctrico en aplicaciones descentralizadas
- No generan dependencia respecto a la fuente de energía, motivo por el cual, un empleo significativo de los recursos renovables tendrá un efecto estabilizador sobre el coste de la energía

- Son modulares, lo que permite una gran flexibilidad en el acoplamiento de oferta y demanda, implementación gradual, etc.
- Su empleo da lugar a un aumento de la calidad de vida de los habitantes del medio rural

Además presentan ventajas de carácter general:

- El impacto ambiental es muy pequeño, especialmente en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub>
- Una política energética basada en energías renovables permite un suministro de energía sostenible, reduciendo el consumo de combustibles fósiles
- El empleo de un rango amplio de fuentes favorece la seguridad del suministro energético debido a un aumento de la diversidad energética
- Implicaciones positivas para la balanza comercial debido a que son recursos autóctonos, lo que puede reducir el desequilibrio Norte-Sur, debido a que los mayores recursos renovables se encuentran en los países en desarrollo (en Kristoferson y Bokalders, 91, se estudian de forma muy exhaustiva las aplicaciones de las energías renovables para países en vías de desarrollo)
- Su desarrollo permite la disponibilidad de tecnologías apropiadas y fiables para su transferencia, vía cooperación, etc., a países en desarrollo. Esto abre un campo de enormes posibilidades comerciales para la Unión Europea debido a su liderazgo mundial en el sector de las tecnologías de energías renovables, y al crecimiento previsto de consumo de energía en los países en desarrollo, especialmente en Asia (Comisión de las Comunidades Europeas, 1996, p. 4 y 20)
- El largo tiempo de vida previsto para las instalaciones de energías renovables
- El corto tiempo entre la decisión y la implementación
- El coste de la energía está determinado principalmente por la inversión, implicando una mayor estabilidad de los costes y menores riesgos financieros: la evolución de los costes es fácilmente predecible y no depende, al menos rígidamente, del agotamiento de recursos, de la estabilidad de una determinada zona del mundo, etc.
- Los costes externos están incluidos

Con estos antecedentes parece que la introducción de este tipo de energías en áreas rurales debería ser fácil y su utilización masiva. La realidad demuestra lo contrario. Se ha investigado esta situación desde distintos puntos de vista, haciendo especial hincapié en el aspecto económico. Pero la problemática de la implantación de las energías renovables supera la cuestión puramente económica, siendo esta uno de los puntos fundamentales. En el apartado A.4. se describen las barreras para la integración de las energías renovables en la electrificación rural.

### A.3.2. ENERGÍA Y ORDENACIÓN DEL TERRITORIO

La energía tiene una gran influencia en todas las actividades humanas y en concreto en la ordenación del territorio (Urbina, 1983), ya que la distribución espacial de las actividades productivas tiene como uno de los condicionantes básicos el suministro de energía, debido al modelo imperante en los países desarrollados que basa su desarrollo en el consumo de energía. Por tanto, las infraestructuras de suministro energético serán determinantes de la distribución del resto de infraestructuras.

Como la planificación energética afecta a la distribución de la energía, al aprovechamiento de los recursos, a los sistemas productivos, al medio ambiente, etc.; cualquier estudio de implantación de instalaciones de aprovechamiento de energía debe considerar la zona de trabajo como un sistema complejo, es decir, como un "ecosistema social", (Díaz, 89), que viene definido por una población, una cultura, un medio ambiente y una tecnología determinados y que deberán ser considerados en el estudio.

Con estas premisas, la introducción de nuevas energías en un ecosistema social determinado, dará lugar a cambios en las distintas partes del sistema (cultura, población, medio ambiente y tecnología), de forma que se llegue a una nueva posición de equilibrio dinámico. Además hay que considerar que "al pensar en la introducción de una fuente energética nueva en una aplicación rural, se debe pensar en forma de sistemas energéticos, que además de la introducción de la propia energía faciliten las condiciones para un uso sostenible de la misma. Esto puede requerir la creación de infraestructuras de mantenimiento y reparación, facilitar créditos blandos, etc." (García, 95).

Por otra parte, el consumo de energía es en gran medida resultado de unas estructuras sociales determinadas (Gurgu y Alario, 83, p. 136) y los modelos de usos del suelo están interrelacionados con los sistemas de producción, transporte y distribución de la energía (Comunidad de Madrid, 87, p. 57). De los tres sectores de la demanda energética: transportes, industrial y doméstico-servicios, es obviamente el primero el más vinculado a la organización territorial (Gurgu y Alario, 83, p. 157) y, por tanto, el que más posibilidades presenta de un ahorro de energía a través de medidas territoriales (González, 83, pp. 132 y 133). Siguiendo el análisis de Gurgu y Alario, se puede concluir que en el sector doméstico-servicios las acciones territoriales inciden principalmente en las necesidades de climatización, buscando el máximo aprovechamiento de la energía solar.

Por último, dadas las implicaciones medioambientales que puede tener una planificación energética determinada, la sensibilidad del entorno natural de la región debe tenerse presente en todas las decisiones, analizando su impacto ambiental.

En el punto siguiente se analiza como la distribución espacial de los recursos renovables influye en su integración regional.

### A.3.3. ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO RURAL: CARACTERIZACIÓN ESPACIAL DE LOS RECURSOS

El desarrollo industrial ha dado lugar a la búsqueda de recursos de densidad energética creciente, desde el carbón vegetal, pasando por el carbón mineral, el gas natural y el petróleo, hasta la energía de los átomos, para satisfacer altas concentraciones de la demanda.

Desde el punto de vista de las pérdidas en el transporte y distribución de energía, así como para buscar una infraestructura energética más equilibrada y menos dependiente, sería conveniente que cada región produjera la energía que consume (Gurguí y Alario, 83, p. 139). Esto está especialmente dificultado por la dispar distribución de recursos energéticos, por lo que la introducción del aprovechamiento de recursos renovables favorecería dicho equilibrio.

Para satisfacer de forma eficiente la demanda pequeña y dispersa característica del medio rural se necesitan recursos energéticos con una distribución espacial adaptada a la demanda o, lo que es lo mismo, que se produzca un “acoplamiento” espacial entre recursos y necesidades de consumo.

Los recursos renovables presentan una distribución espacial dispersa, por lo que, además de ayudar al equilibrio del balance energético regional, presentan claras ventajas en el suministro rural. Para valorar esa aportación, a continuación se analiza la distribución espacial de los distintos recursos renovables.

#### **a) Radiación solar**

El aprovechamiento directo de la radiación solar (para producción de calor o de energía eléctrica), presenta la distribución espacial más perfecta, con pequeñas variaciones por la pendiente del terreno, que influirá en el ángulo de incidencia de los rayos solares, y por el sombreado, que influirá en las horas de exposición. Tiene una estabilidad adecuada en cuanto a los valores diarios medios mensuales, ya que, para un día determinado, sólo está afectada por la transparencia de la atmósfera. Se puede acumular directamente cuando se trata de aprovechamientos de calor a baja temperatura, pero para la acumulación de la energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos es necesaria realizar una transformación energética.

#### **b) Biomasa**

La energía de la biomasa procede de la radiación solar, que es transformada en energía química de enlace, gracias al proceso de fotosíntesis desarrollado por las plantas verdes. Esta energía química es acumulada en diferentes compuestos orgánicos. Debido a que procede de la radiación solar puede considerarse un recurso renovable, pero hay que puntualizar, que a diferencia de otro tipo de energías renovables, la biomasa será renovable si el uso de la misma es más lento o igual que la velocidad a la cual se regenera. La biomasa presenta una distribución espacial dispersa, pero en menor medida que el aprovechamiento directo de la radiación solar. Su concentración energética se produce por acumulación a través del tiempo, ya que su rendimiento energético respecto a la radiación solar incidente es muy pequeño, entre el 0,5% y el 4%. Tiene por tanto, la ventaja del acumulamiento natural de energía. La certidumbre del recurso está relacionada con el ciclo del agua, por lo que puede presentar variaciones anuales importantes.

#### **c) Energía eólica**

La energía eólica también procede de la radiación solar por la producción de masas de aire con diferentes temperaturas y presiones. La distribución espacial de la energía eólica está rígidamente condicionada por la topografía de la zona, por lo que su empleo está restringido a determinadas localizaciones, quedando descartada en comarcas extensas. Puede presentarse con una alta densidad energética, mayor que la procedente de un aprovechamiento directo de

la radiación solar, o la biomasa; ya que es debida a la transformación de la energía solar en energía térmica en amplias zonas de la atmósfera. Si bien, debido a esto, presenta una mayor incertidumbre a escala diaria que el aprovechamiento directo de la radiación solar, debiendo considerar valores medios anuales de la velocidad del viento para caracterizar un lugar determinado. Tiene el inconveniente de que para su almacenamiento es necesaria una transformación energética.

#### **d) Energía hidráulica**

La distribución espacial de la energía hidráulica está limitada a las redes fluviales, por lo que su aportación al medio rural estará condicionada por la existencia y cercanía del recurso: caudal y salto determinados. Presenta la ventaja de la fácil acumulación de la energía por medio del embalsamiento del agua. Tiene el inconveniente de posibles fuertes variaciones anuales del recurso al depender del ciclo del agua.

#### **e) Conclusiones**

Según lo descrito en los párrafos anteriores el suministro energético en el medio rural se deberá basar en el aprovechamiento directo de la radiación solar y de la biomasa, ya que son los recursos más distribuidos espacialmente. La energía hidráulica y la eólica con una distribución espacial más concentrada serán complementarias en general, salvo para localizaciones concretas en las que debido a la densidad del recurso pueden ser predominantes (Alvargonzález, 82, p. 19).

La demanda de energía en el sector rural se divide en: energía mecánica, energía térmica de baja temperatura y energía eléctrica. Para conseguir la autonomía energética en una región se deben determinar sus recursos y su demanda de energía y, a continuación, identificar el recurso que mejor se adapte a cada tipo de demanda. En general, la energía térmica a baja temperatura puede ser suministrada por la biomasa y el aprovechamiento directo de la radiación solar; la energía mecánica puede ser suministrada a través de biocombustibles y energía eólica para bombeo directo; y la electricidad producida por la conversión directa de la radiación solar a través del efecto fotovoltaico, y por la energía hidráulica y la eólica.

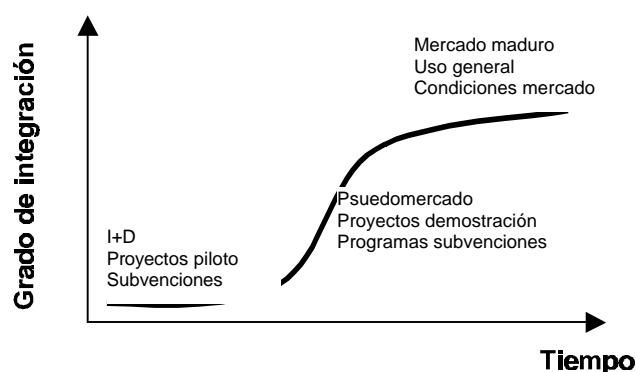
En este estudio sólo se han considerado las instalaciones fotovoltaicas que, como se justifica en este punto, tienen el papel principal; y turbinas eólicas, con una aportación secundaria excepto en emplazamientos muy concretos.

#### **A.3.4. MODELOS DE DIFUSIÓN REGIONAL DE TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS**

La metodología de difusión de las tecnologías renovables en la electrificación rural de la región de estudio debe establecerla el grupo planificador, a partir de los datos indicados en el punto "A.2.1" y su conocimiento de la región, teniendo en cuenta cuestiones sociales, ambientales, etc.

Existen modelos de difusión de tecnologías energéticas en el medio rural que tienen en cuenta la problemática descrita en los párrafos anteriores. Estos modelos parten de datos como los descritos en el punto A.1., a partir de los cuales sintetizan la información principal, en algunos casos caracterizándola con unos índices. Basándose en dicha información establecen un modelo del sistema social y un método de difusión de la tecnología. El modelo permitirá conocer "a priori" los costes sociales significativos de la introducción de esa tecnología con el

método propuesto. En Montero, 91, puede encontrarse una descripción sociológica de la introducción de electricidad fotovoltaica en comunidades rurales, con las fases y estrategias de un proyecto de este tipo. En Hilger, 88, pp. 30 –34, se analiza un método general y una estrategia simplificada para los planificadores que piensan que estos métodos consumen demasiado tiempo. En Beeck, 96, se describe un método para la integración de renovables basado en la elaboración de tablas de integración que facilitan a las autoridades municipales y regionales la toma de decisiones para que cada tecnología siga la curva de la figura A.1.



**Figura A.1.** Curva S de innovación en términos de integración de energías renovables (Adaptado de Beeck, 96, p. 560).

La fase inicial está caracterizada por las actividades públicas. El mercado no existe. Los proyectos piloto son financiados por subvenciones en el contexto de investigación. No hay ningún movimiento autónomo.

En la fase de integración se inicia un cierto movimiento en los mercados, un pseudomercado. Está caracterizada por proyectos de demostración y programas de subvenciones más sofisticados, tales como ayudas unidas a la producción. En esta fase deben realizarse análisis profundos de los posibles efectos colaterales de la tecnología.

En la fase de mercado no es necesario el apoyo público. La tecnología ha alcanzado madurez y se extiende de forma general.

Otro planteamiento es el propuesto por Diakoulaki (Diakoulaki, 96, p. 108), para el que los pasos a realizar en un estudio de integración regional de energías renovables deben ser los siguientes:

#### **1ª Análisis de la situación existente identificando los parámetros más importantes que influyen en la penetración de renovables**

La primera etapa incluye el estudio de la demanda energética, de los recursos y de las tecnologías disponibles. La determinación de la demanda requiere estudios de campo, entre otros, ya que normalmente no es conocida con precisión. El potencial de los recursos puede clasificarse en potencial teórico, disponible, técnico, económico y real (Elser, 96, pp. 150-160; Comisión de las Comunidades Europeas DG XII, 94, pp. 4-9; Voivontas, 98, pp. 333-335).

- Potencial teórico

Es el que corresponde con el recurso físicamente existente. Corresponde a la energía cinética del viento o la radiación solar.

- Potencial disponible

Es la parte del potencial teórico que puede ser obtenido sin impactos ambientales significativos. Corresponde con el potencial teórico eliminando las zonas protegidas, etc.

- Potencial técnico

Es el anterior restringido por la tecnología comercial existente. Está limitado por grados de eficiencia, posibilidades de almacenamiento, capacidades de producción, restricciones de transporte, etc. Suele expresarse en función de la capacidad de la instalación o la energía de salida de la misma.

- Potencial económico o de mercado

Es el potencial explotable desde el punto de vista del mercado. El tamaño de este potencial depende principalmente de los sistemas energéticos preexistentes, los denominados “sistemas de referencia”, y de los precios de la energía. Las variaciones de los precios de la energía y el desarrollo de las tecnologías energéticas, hacen que el potencial económico dependa del momento en que se aplica el análisis. Además, cada agente de decisión define el potencial económico de acuerdo a sus requerimientos.

- Potencial real

El potencial económico no es el potencial real, sino que este puede ser más alto o más bajo dependiendo de varias razones. Una de las razones más importantes es la aceptación del usuario, si una tecnología no es aceptada por el usuario el tema económico es de menor importancia. Además si una tecnología es económica y aceptada por el usuario pero no hay capital disponible para financiarla, el potencial económico no podrá ser explotado. En estos casos el potencial real es inferior al económico.

Existen casos en los que el potencial real es superior al económico, por ejemplo cuando hay programas de subvención o cuando se considera que el empleo de esa tecnología da lugar a una buena imagen (por ejemplo, las personas que se gastan en un coche de lujo mucho más que sus ingresos anuales no parece que consideren la eficiencia económica de su elección).

## **2ª Formulación de escenarios que reflejen los aspectos considerados por los distintos actores sociales**

En la segunda etapa debe realizarse un análisis del estado de la economía local (que en gran parte ya se ha realizado al determinar el potencial económico) y de su contexto nacional e internacional, con objeto de establecer el escenario económico más realista, teniendo en cuenta los intereses de los actores sociales.



### **3ª Evaluación multicriterio y negociaciones entre los actores involucrados para lograr un consenso en la ponderación de los distintos criterios**

En la tercera etapa se establecen los criterios de selección entre escenarios alternativos, que pueden ser clasificados según las siguientes categorías (Diakoulaki, 96, p. 114):

- Económicos
  - Coste de inversión
  - Coste de la energía producida
  - Eficiencia económica
  - Balance de ingresos
  - Desarrollo económico
- Ambientales
  - Emisiones de gases de efecto invernadero
  - Emisiones que dañan la capa de ozono
  - Contaminación atmosférica
  - Conservación de combustibles fósiles
  - Residuos sólidos
- Sociales
  - Aceptación social
  - Empleo
  - Riesgos

Aguado y Císcar tratan el problema desde el punto de vista de los impactos socio-económicos que produciría la implantación de una serie de instalaciones energéticas en una región. Para su evaluación, dividen los impactos en económicos y sociales, desde el punto de vista de aquellos que pueden ser cuantificados o no. La lista de impactos que consideran es la siguiente (Aguado y Císcar, 97):

- Económicos
  - Renta
  - Empleo
  - Producción industrial
  - Importaciones
  - Índices microeconómicos
- Sociales
  - Bienestar social
  - Flujos migratorios
  - Estado de la tecnología
  - Cultura
  - Seguridad de suministro energético

Dichos criterios deben ser ponderados por el grupo planificador y darán lugar al escenario más adecuado para este. Este proceso puede ser automatizado mediante un sistema de soporte de decisiones. En algunos casos, en lugar de emplear dicho sistema, se pueden emplear unas "hojas de impacto" para los distintos escenarios considerados que permita compararlos de forma sencilla. Como ya se ha citado, en este trabajo de investigación se aporta una herramienta que pueda ser empleada por dicho grupo planificador dentro de la metodología general aplicada que, obviamente, deberá tener carácter multidisciplinar por lo que no corresponde al contexto de este estudio.

## A.4. BARRERAS PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES

### A.4.1. IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS

Diferentes aplicaciones de las energías renovables han alcanzado plena madurez tecnológica, son económicamente competitivas y, como se describe en el apartado anterior, su empleo puede reforzar el desarrollo regional especialmente en zonas rurales. Según esto, su nivel de integración en las estructuras energéticas regionales debería ser mayor.

Hay análisis drásticos de esta situación: "La extensión limitada del empleo de las energías renovables en la actualidad no es por la ausencia de una tecnología adecuada, sino por la inercia del sistema económico y político que no reacciona a las necesidades de la humanidad, haciéndolo únicamente a la situación de mercado" (Comunidad de Madrid, 87,p. 57). Este punto de vista no parece haber perdido actualidad: "la limitada penetración del mercado de las fuentes de energía renovables puede achacarse en buena medida a la inexistencia de voluntad política" (Comisión de las Comunidades Europeas, 96, p. 24).

Con objeto de delimitar el problema y poder solucionarlo se han realizado muchos estudios para identificar las barreras que impiden esta difusión. A continuación se expone un resumen sintético de todas las barreras identificadas:

- Estructuras energéticas existentes (regulación del sector eléctrico, resistencia de las empresas eléctricas a la generación descentralizada, etc.)
- Políticas regionales y nacionales (políticas de precios, incentivos económicos, marcos legislativos, etc.)
- Barreras económicas (coste de capital por energía producida, sistemas demasiado pequeños para poder beneficiarse de la economía de escala, no consideración de costes externos en sistemas convencionales, preferencias de inversión, desconocimiento de riesgos, etc.)
- Barreras técnicas (escasez de estandarización, intermitencia de suministro, inviabilidad de grandes plantas, etc.)
- Desconocimiento de los agentes de decisión energéticos del potencial real y ventajas de las energías renovables

#### A.4.2. DESCRIPCIÓN DE BARRERAS

##### a) Económicas

Aunque la curva de costes de la mayoría de las fuentes renovables está decreciendo rápidamente, su uso se ve en muchos casos obstaculizado por el mayor coste de inversión frente a los ciclos de combustible convencionales. Ello se debe fundamentalmente al hecho de que los precios de la energía y los combustibles no reflejan actualmente los costes totales, incluido el coste externo que representa para la sociedad el daño ambiental causado por el uso de combustibles fósiles y convencionales. Algunos estudios muestran que las energías renovables tendrían una cuota de mercado mucho mayor, en el estado actual de la tecnología, si, por ejemplo, el precio de los combustibles fósiles reflejará los costes totales de las externalidades, sobre todo el coste derivado de la protección del medio ambiente (Comisión de las Comunidades Europeas, 1996, pp. 4 y 24).

##### b) Financieras

Entre los principales problemas financieros comunes a la mayoría de los proyectos de energías renovables, cabe citar los prolongados períodos de amortización al nivel actual de precios. Sin indicaciones claras del escenario a largo plazo los inversores y las instituciones financieras son incapaces de tener una visión a largo plazo de los proyectos. Por ejemplo, en el estudio "La energía en Europa hasta el año 2020", se indica literalmente "los resultados cuantitativos hallados confirman el resultado cualitativo de las hipótesis y ponen de manifiesto que puede haber futuros energéticos muy distintos" (Comisión de las Comunidades Europeas DG XVII, 1996, p. 9). Suelen sobrestimarse, por tanto, los riesgos, tanto comerciales como técnicos, percibidos por las instituciones financieras y los inversores. A lo anterior se añade el hecho de que la escala de muchos proyectos renovables es demasiado pequeña para muchas instituciones financieras, lo que explica que sean numerosos los proyectos energéticos renovables, sólidos y económicamente viables, que no superan la fase de planificación (Comisión de las Comunidades Europeas, 1996, p. 25).

##### c) Legales

Los marcos jurídicos sobre montes, aprovechamiento de aguas públicas, medio ambiente, etc., tienen una influencia fundamental en la implantación de energías renovables. En cualquier plan de integración regional de energías renovables se deben analizar estos marcos jurídicos con el objeto de detectar las posibles barreras y proponer nuevos planteamientos.

En este sentido, y a modo resumen de intenciones, se reproducen las conclusiones de Valero Urbina (Urbina, 1983) en su estudio de la Comarca de Sanabria, que no han perdido actualidad: "puede decirse que el marco jurídico debe enfocarse hacia la supresión de algunas trabas existentes en la actualidad... A regular y fomentar la obtención de ciertos productos energéticos sustitutivos de las gasolinas y gasóleos... a descentralizar la producción de energía para suministro al medio rural; al fomento de aquellos aprovechamientos que supongan además de la obtención de energía otros beneficios indirectos... y, por último, al establecimiento de ayudas técnicas y financieras para el aprovechamiento de las fuentes alternativas de energía en el medio rural".

#### **d) Tecnológicas**

La calidad de las instalaciones con energías renovables ha sido otro de los “talones de Aquiles” en la implantación de estas tecnologías. Las razones han sido de distinto tipo:

- Considerar que estas instalaciones tenían muy poca dificultad técnica cuando la realidad ha demostrado que aunque son instalaciones relativamente sencillas, su realización en zonas aisladas les proporciona una dificultad añadida nada despreciable.
- No superar en muchos casos la etapa inicial de implementación debido a las dificultades de crecimiento.
- No haber una estandarización de sistemas y componentes, entre otras razones, por la ausencia de normativa técnica específica que cumplir sino solo normativas generales.
- Debido a estas y otras cuestiones: no disponer de un mantenimiento adecuado.

Para evitar estos problemas es necesario actuar en dos direcciones:

- 1ª) Creación de una infraestructura humana y tecnológica (Vallè y Serrasolses, 97, pp. 23-26)

Suministrar una adecuada calidad de servicio a unas instalaciones dispersas geográficamente requiere grandes costes de micro-gestión y de viajes de mantenimiento. La política llevada a cabo en la referencia, ha consistido en la realización de proyectos en áreas bien delimitadas para alcanzar una cierta densidad de instalaciones. Además se ha entrenado a técnicos locales y se ha capacitado a los usuarios para el mantenimiento elemental (más adelante, al tratar el papel del usuario, se aporta más información).

- 2ª) Elaboración de normativas técnicas

Para garantizar la calidad de estas instalaciones es indispensable la elaboración de normativas técnicas, del sistema completo y de cada uno de sus componentes o, en el caso de que exista una normativa, de su depuración y actualización. En este punto hay que resaltar la labor realizada por la Junta de Andalucía, ver por ejemplo: “Junta de Andalucía, 90”, y, más recientemente, “BOJA, 95”. Dada la importancia de este tema, a continuación se trata con más detalle.

#### **A.4.3. NORMALIZACIÓN**

La estandarización es una opción que puede impulsarse en el ámbito político y que conducirá a un incremento de confianza para los inversores y reducirá los costes asociados al mantenimiento y reemplazamiento de equipos (ECOTEC, 1994). Por su importancia e interés actuales (Stöhr, 96, pp. 445-446), se estudia en este punto la estandarización de las instalaciones de producción de energía eléctrica descentralizada con energías renovables, centrando el análisis en las fotovoltaicas, que es dónde más se ha avanzado.

Eduardo Lorenzo, en su examen del estado de la electrificación rural fotovoltaica (Lorenzo, 97), considera que “el primer paso hacia la estandarización es la determinación de las necesidades eléctricas en kWh/día”. Esta demanda de energía es perfectamente conocida para aplicaciones profesionales, pero para electrificación de viviendas, el consumo depende de las preferencias del usuario, ver punto 2.1.2. de este documento.

Por otra parte, la modularidad de las instalaciones de energías renovables facilita el diseño a medida del sistema. Para realizar dicho diseño es necesario conocer la demanda concreta. Esto ha llevado a una situación en la que han proliferado instalaciones muy diferentes en cuanto a diseño, instalación, etc. La necesidad de un aumento de fiabilidad y de una disminución de costes, obliga a una estandarización de la instalación y de cada uno de los equipos utilizados. Por tanto, además de una estandarización de los consumos y, en línea con ella, es necesario conseguir una homogeneidad en la configuración de las instalaciones, que conduzca a un mayor grado de fiabilidad y economía de las mismas.

Dicha fiabilidad pasa necesariamente por el establecimiento de controles de calidad sistemáticos de las instalaciones de electrificación rural ya que aunque los componentes procedan de compañías de gran prestigio con sus propios y rigurosos controles de calidad internos, las condiciones de trabajo, etc. pueden requerir modificaciones. Esto se traduciría en el tratamiento adecuado de temas que frecuentemente se descuidan como son la calidad de las conexiones, el dimensionamiento de los cables, etc. que en la práctica dan lugar a una gran pérdida de fiabilidad (Lorenzo, 97, p. 16 y 17).

La base de cualquier procedimiento de control de calidad está en las especificaciones técnicas de materiales, equipos e instalaciones. Varias instituciones y organismos han publicado especificaciones o recomendaciones para sistemas aislados de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos. Un análisis de estas recomendaciones puede consultarse en Lorenzo et al., 97, p. 20.

En uno de los estudios más completos de estandarización de sistemas aislados, “Estandarización de sistemas fotovoltaicos autónomos” de R. Eyra (Eyra, 1996) se proponen unos sistemas para la electrificación rural fotovoltaica de viviendas aisladas con las siguientes características: Suministro en continua, 24 V, para iluminación y en alterna, 220 V, para el resto de las cargas; con un tamaño tipo de 400 W<sub>p</sub>, 240 W<sub>p</sub> y 180 W<sub>p</sub>, según la familia sea extensa, intermedia o reducida (ver punto 2.1.2). Las instalaciones realizadas a través de programas comunitarios emplean generadores FV entre 300 y 1200 W<sub>p</sub>, con la mayoría de las instalaciones entre 300 y 800 W<sub>p</sub> (Eyra, 96, p. 63).

Todavía queda camino por recorrer para que la estandarización de los sistemas se traduzca en reducción de costes y aumento de fiabilidad. Hay dos trabajos a nivel mundial que tratan de conseguir una estandarización a escala mundial de los sistemas fotovoltaicos para electrificación rural en este tema.

Otra de las cuestiones que debe abordarse en la normalización de los sistemas aislados es la elección, en el caso de agrupación de viviendas a electrificar, de sistemas centralizados o descentralizados. Los sistemas centralizados presentan una serie de ventajas como son la minimización de costes (tamaño del generador, ahorro en el sistema de regulación, menor coste del mantenimiento, etc.), además de permitir una cierta gestión de la carga que disminuye la potencia nominal del acondicionamiento de potencia con la pérdida de rendimiento asociada (Eyra, 96, p. 11), esta gestión del consumo permite también aumentar el

rango de aplicaciones. Además, los sistemas centralizados pueden resultar más atractivos para las empresas eléctricas ya que se asemejan más a su forma habitual de trabajar y de establecer relaciones con el cliente.

Todas las ventajas de los sistemas centralizados quedan solapadas por la escasa fiabilidad de estos sistemas, principalmente debida a fallos en los inversores. Esta puede ser la razón por la cual compañías eléctricas con amplia experiencia en la electrificación rural fotovoltaica hayan elegido sistemas descentralizados para sus programas de cierta envergadura (ver Lorenzo, 97, pp. 14-15).

#### A.4.4. SUPERACIÓN DE BARRERAS

Para la superación de estas barreras, especialmente las de tipo técnico y económico, se deben continuar desarrollando tareas de investigación y desarrollo que conduzcan a mejoras de rendimientos, aumentos de fiabilidad y reducción de costes. Las trabas de tipo económico que impiden la expansión de las renovables pueden salvarse a base de unos costes realistas y transparentes de los combustibles tradicionales que reflejen los costes marginales y los costes externos (ECOTEC, 1994, pp. 21-23).

En cualquier caso, es esencial el papel desarrollado por los actores sociales, entre los que destacan las autoridades locales y regionales. Por lo que se hace necesario que los diferentes agentes de decisión a escala energética regional dispongan de instrumentos de planificación energética regional, que evalúen las potencialidades técnicas y económicas de las energías renovables. Hay varios proyectos en marcha con el objetivo de diseñar herramientas o sistemas de soporte de decisiones sobre energías renovables para las regiones de los países de la Unión Europea (en el punto “5.1” se describen los que emplean SIG). Todos estos proyectos tienen una serie de características comunes:

- Manejan una gran cantidad de datos técnicos y socioeconómicos
- Buscan metodologías “universales” (aplicables a cualquier región)
- Utilizan una o varias regiones de prueba
- Emplean como base del método un sistema de información geográfica

En Tassis et al., 95, pp. 56-61, se analiza la efectividad de otras medidas para superar las barreras analizadas.

#### A.5. ASPECTOS AMBIENTALES

Aunque en el punto “3.3.3.d” se estudian los costes externos de las energías renovables, la importancia de los temas medioambientales en la integración de cualquier tecnología energética hace que se dedique este apartado para analizar los impactos ambientales positivos y negativos de las tecnologías fotovoltaica y eólica para aplicaciones rurales.

#### A.5.1. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS (IDAE, 96a y Comisión de las Comunidades Europeas DG XVII, 94)

El conjunto de los aspectos ambientales relacionados con las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica es extraordinariamente positivo, teniendo en general efectos beneficiosos de cara al entorno, tanto en la comparación con otras posibles alternativas de aprovisionamiento energético como directamente por los beneficios generados en las propias aplicaciones.

En primer lugar se describen los impactos potenciales negativos para a continuación tratar los positivos:

##### **a) Impactos potenciales negativos**

- Impactos relativos a los materiales necesarios

Necesidad de industrias extractivas para la obtención de materias primas utilizadas en la fabricación de módulos. En este caso, los impactos son muy limitados, ya que las células fotovoltaicas están constituidas por silicio, que es, después del oxígeno, el material más abundante de la corteza terrestre, no siendo necesario explotar yacimientos localizados de forma intensiva.

- Impactos del proceso de fabricación

La fabricación de células fotovoltaicas requiere grandes cantidades de varios gases, algunos de ellos altamente tóxicos e inflamables. La emisión en condiciones normales de operación puede ser reducida de forma eficiente a través de procesos de tecnologías de depuración e incineración, a niveles que no deberían plantear problemas de salud a trabajadores y público.

- Salud y seguridad

Durante la instalación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico hay riesgo de shock eléctrico, ya que los paneles al recibir la luz solar comienzan a generar electricidad inmediatamente. Una puesta a tierra adecuada de las instalaciones, así como protecciones apropiadas, junto con una organización de los trabajos pueden minimizar este riesgo. El riesgo de fuego del tejado debido a cortocircuitos o combustión espontánea del panel fotovoltaico también ha sido identificado como un posible, aunque pequeño, riesgo para los ocupantes.

- Impactos por reposición de las baterías

El cambio de baterías debe realizarse con sumo cuidado, ya que contienen elementos que pueden ser muy perjudiciales para el entorno. Lo más apropiado es depositarlas en instalaciones dedicadas al tratamiento de las mismas o en "puntos limpios" del municipio.

- Impactos por uso del suelo

La superficie necesaria para instalaciones fotovoltaicas de una dimensión media, no es significativa como para poner en duda su implantación por este motivo. Este suelo

generalmente contaría con escasas aplicaciones para un uso alternativo. Por otra parte, la posibilidad de integrar los paneles en tejados, fachadas, etc., minimiza este efecto.

- Impacto visual

Las distintas posibilidades de instalación de los paneles, hacen de éstos un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. En el caso de instalaciones de electrificación de nuevos edificios, el impacto visual es prácticamente nulo. Pero en la electrificación rural los paneles fotovoltaicos, colocados sin empotrar en los tejados de casas de arquitectura típica del lugar, producen un impacto visual no despreciable.

#### **b) Ventajas respecto a otras fuentes de energía**

- La generación de energía eléctrica directamente a partir del sol no requiere ningún tipo de combustión. Por lo que, no producen contaminación térmica directa ni emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Como no necesita tendidos eléctricos evita los daños medioambientales de estos, que son, principalmente, sobre la avifauna y la vegetación.

Estas ventajas hacen a las instalaciones fotovoltaicas especialmente interesantes para aplicaciones en entornos de alto valor ecológico.

- En aplicaciones aisladas las instalaciones fotovoltaicas sustituyen en muchos casos a generadores alimentados por combustibles fósiles que, además de contribuir al efecto invernadero, tienen un impacto no desdeñable por ruido.
- No producen contaminación de acuíferos o de aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- La incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosión es nula, ya que no se producen contaminantes, ni vertidos, ni son necesarios grandes movimientos de tierra, ni grandes obras.

#### **c) Impactos positivos** (aunque ya se han tratado las ventajas de las energías renovables a escala regional, aquí se recuerdan y completan algunas de ellas)

- En el caso de la electrificación rural mejora la calidad de vida de los habitantes
- En el medio agrícola y forestal puede contribuir a una mejora de las condiciones de trabajo y a un aumento de la rentabilidad de las explotaciones
- Los impactos anteriores pueden disminuir el despoblamiento de las zonas rurales
- El empleo generado en este sector está principalmente en el diseño e instalación de los sistemas de electrificación de viviendas aisladas. De las 15 empresas del sector incluidas en la base de datos del IDAE, una es de asesoramiento, otra es un fabricante de acumuladores, dos son fabricantes / instaladores y el resto son instaladores (IDAE, 1996a).



Como conclusión se puede indicar que se están introduciendo sistemas destinados directamente a la protección del medio ambiente, que únicamente son posibles gracias a la energía solar fotovoltaica, como pueden ser sistemas de detección de incendios, sistemas de oxigenación de aguas, etc.

#### A.5.2. INSTALACIONES EÓLICAS

El impacto ambiental de instalaciones eólicas es un tema de gran actualidad debido al gran número de parques eólicos instalados recientemente, pero el impacto de las pequeñas turbinas eólicas, empleadas en producción descentralizada de electricidad, es totalmente diferente debido al tamaño mucho menor y a que no se instalan de forma agrupada.

Las pequeñas turbinas eólicas presentan las ventajas ambientales del resto de los recursos renovables, como es la producción limpia de electricidad sin emitir gases, ni emplear agua, ni producir residuos de forma significativa.

Como en el caso de los sistemas fotovoltaicos los principales impactos ambientales están asociados a la producción de los equipos. Para hacer un planteamiento riguroso y poder comparar con otras fuentes energéticas debe realizarse el análisis de ciclo de vida de un aerogenerador. Estos se han realizado para aerogeneradores de potencias medias, pero no para los de pequeña potencia. A pesar de lo anterior, podemos decir que los materiales más problemáticos de un pequeño aerogenerador son el PVC y los lubricantes. Estos últimos muy reducidos en los minigeneradores respecto a los de mayor potencia debido a la ausencia de multiplicador. Estos materiales deberían ser sustituidos por "materiales renovables" (plásticos y lubricantes biodegradables, etc.) o, si es posible, evitarlos en el diseño.

De dicho análisis se deduce, como por otra parte es evidente, que las emisiones atmosféricas son debidas exclusivamente al empleo de combustibles fósiles en la fabricación de las distintas partes de un aerogenerador y en el transporte del mismo hasta el lugar de instalación.

El empleo de instalaciones eólicas en la producción descentralizada de electricidad da lugar a un impacto positivo de tipo socioeconómico por distintas razones. En primer lugar y, al igual que para las instalaciones fotovoltaicas, la disponibilidad de energía eléctrica aumentará el nivel de vida de los habitantes rurales. Por otra parte, el empleo de estas instalaciones facilitará la creación de una infraestructura de distribución, instalación y mantenimiento, que será favorable para el empleo local.

En la actualidad el empleo en el área de fabricación e investigación de pequeñas turbinas eólicas en Europa es del orden de unos pocos cientos de personas. La generación de empleo en cuanto a la realización de las instalaciones está normalmente asociada a instaladores eléctricos convencionales, que además realizan el mantenimiento de dichas instalaciones.

En cuanto a los impactos negativos, los de ocupación de suelo y, por tanto sobre la vegetación, serán despreciables. No se ha detectado ningún impacto sobre las aves de estos minigeneradores, aunque podrían tener algún efecto perturbador por emisión de ruido y cuerpo en movimiento sobre una zona de nidificación cercana, pero la necesidad de que la turbina no esté afectada por ningún obstáculo hace improbable este tipo de situaciones.

El impacto por ruido si puede ser notable, debido a la necesidad de la cercanía del minigenerador al receptor y a su elevada velocidad de giro. Respecto al impacto visual debido a que estos aerogeneradores se instalan de forma aislada, no dan lugar a un impacto apreciable, aunque este tema es subjetivo. El desarrollo de comunidades ecológicas ("ecoaldeas") en distintas zonas parece indicar que el impacto visual de una turbina eólica es "positivo" ya que induce a la curiosidad de quién por allí pasa para visitar estos lugares.

Por último, señalar el riesgo de caída de la torre, rotura de pala, riesgos asociados a la corriente eléctrica (por ejemplo: manipulación, caída de rayo), etc. sobre la seguridad de las personas. Todos estos riesgos son muy pequeños si los diseños y las instalaciones se realizan con un cuidado mínimo.

### A.5.3. ACEPTACIÓN SOCIAL

Los consumidores de productos energéticos renovables pueden considerarse con toda propiedad usuarios debido a la relación que establecen sus actividades con estos productos. Por tanto, el éxito de un proyecto de este tipo está en definitiva determinado por el comportamiento de estos usuarios. El conocimiento de sus necesidades presentes y futuras será fundamental. Este es un punto clave, ya que la eficiencia última del sistema dependerá del empleo que de él haga el usuario. En los párrafos siguientes se analiza el papel del usuario.

Para las instalaciones fotovoltaicas y eólicas aisladas, debido a la cuasialeatoriedad del suministro energético, es necesario almacenar energía en acumuladores. Estas características dan lugar a una serie de condicionantes en el consumo que deben ser tenidos en cuenta por el usuario. En general el usuario debe conocer los principios de funcionamiento de la instalación con objeto de prevenir problemas de suministro, perjuicios para el rendimiento de la instalación e, incluso daños a los equipos. En concreto el usuario debe de tener en cuenta (IDAE, 96<sup>a</sup>; BOJA, 95):

- La energía que se puede consumir es limitada.
- En la medida de lo posible debe consumirse coincidiendo con los momentos de mayor recurso (mayor insolación o mayor velocidad del viento). Con esto se aprovechará mejor la energía producida por el generador fotovoltaico o eólico y se alargará la vida de las baterías.
- Existen ciertas cargas que pueden ponerse en funcionamiento a cualquier hora del día: bombeo de agua, pequeños electrodomésticos, etc.
- Aunque la instalación estará dimensionada para disponer de energía en cualquier época del año, debe ponerse especial cuidado en las semanas de menor suministro energético (menor insolación o velocidad de viento).
- Todos los equipos que tengan posición de espera (equipos de música, televisores, vídeos, etc.) o relojes, deben desconectarse cuando no son utilizados para evitar consumos innecesarios. Cuando la desconexión sea imposible, se proveerá a la línea de alimentación con un interruptor.

- No se deben emplear aparatos calefactores, como planchas o cafeteras eléctricas, debido a su bajo rendimiento energético que se traduce en grandes consumos. La excepción son los secadores de pelo, que por su poco tiempo de utilización no dan lugar a un consumo excesivo para el sistema y, en cambio, favorecen la satisfacción del usuario. En ningún caso se empleará la energía eléctrica para calentar agua o para calefacción.
- No se emplearán aparatos de frío, salvo que estén expresamente concebidos para instalaciones de este tipo y hayan sido tenidos en cuenta en el dimensionado.
- Es necesario extremar las medidas de ahorro energético que consistirán en emplear la electricidad únicamente cuando sea preciso y que se pueden concretar en: apagar las luces cuando no haya nadie en las habitaciones, encender el televisor sólo cuando alguien lo esté viendo, utilizar la lavadora cuando esté llena, no abrir la nevera o congelador innecesariamente, etc.

Por todas estas razones, es evidente que el usuario debe recibir un cierto entrenamiento de uso racional de la energía.

Las tareas de mantenimiento que el usuario debe realizar en una instalación de electrificación aislada suelen consistir en el reemplazamiento de las lámparas y la limpieza de los paneles (en el caso de instalaciones fotovoltaicas). Otras perspectivas incluyen también el control del nivel de electrolito y el chequeo de la instalación eléctrica. En el estudio de Aguilera (Aguilera, 95, pp. 132-134), se establecen tres niveles de capacitación para el mantenimiento de una instalación fotovoltaica, indicando el funcionamiento de una “cadena de mantenimiento” en el proyecto base del estudio. En este documento también queda justificado que el coste de mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas aisladas dista mucho de ser despreciable, ver Aguilera, 1995, pp. 134-137. Para valoración de los costes de mantenimiento ver punto 3.3.

Una de las experiencias más significativas en el ámbito de los usuarios, en el mundo, es la asociación Serveis Energètics Bàsic Autònoms (SEBA). Fue creada por 35 usuarios de instalaciones fotovoltaicas en Cataluña, para compartir experiencias y buscar aplicaciones de alta eficiencia. Esta asociación posteriormente ha llevado a cabo varios proyectos de electrificación fotovoltaica en Cataluña, llegando a cerca de 250 asociados en 1997 y más de 120 kW<sub>p</sub> instalados. En la actualidad, SEBA no sólo suministra apoyo para la realización de la instalación sino que realiza un servicio energético completo una vez el sistema fotovoltaico está en operación.

SEBA también establece el mantenimiento en tres niveles:

- 1º Usuario: Inspección de parámetros de operación y nivel del electrolito en baterías
- 2º Técnico local: Mantenimiento preventivo, reparación y recogida de datos
- 3º Consultor: Análisis de datos, realimentación sobre el uso de la energía y gestión del mantenimiento

El plan global de electrificación FV (Stöhr, 96, pp. 447-448) considera los mismos escalones de mantenimiento:

1º Tareas de nivel técnico bajo

Realizadas por el propio usuario, el cual debe haber recibido ciertas instrucciones. Incluyen la limpieza del módulo y la sustitución de tubos fluorescentes.

2º Tareas de nivel técnico medio

Realizadas por un técnico local, el cual debe haber recibido un curso de preparación. Debe contar con herramientas y con algunos repuestos. Las tareas que debe realizar son las siguientes:

- ⇒ Chequeo de cables, contactos y baterías
- ⇒ Reemplazamiento del electrolito
- ⇒ Sustitución de balastos
- ⇒ Sustitución del regulador

3º Tareas de nivel técnico alto

Realizado por técnicos bien entrenados, los cuales forman parte de una unidad de mantenimiento. Deben intervenir ocasionalmente y en la mayoría de los casos sólo en caso de fallos, por lo que estarán situados a cierta distancia del lugar de la instalación. Las tareas que deben realizar son:

- ⇒ Instalación
- ⇒ Entrenamiento del usuario y del técnico local
- ⇒ Ecualización de la batería
- ⇒ Reparación de balastos y reguladores
- ⇒ Sustitución de las baterías y módulos
- ⇒ Modificaciones del sistema
- ⇒ Monitorización técnica básica

## A.6. INTEGRACIÓN REGIONAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA UNIÓN EUROPEA

En el Libro Blanco (Comisión de las Comunidades Europeas, 97) de las energías renovables se establece una estrategia concreta para conseguir duplicar la contribución de estas fuentes al consumo de energía en la Unión Europea, en el año 2010. Como las partes que pueden desempeñar un papel activo en esta campaña se señala en primer lugar a las regiones y, en segundo, a los municipios y sus servicios públicos de distribución.

En el punto 2.3.5. “Política regional” del Libro Blanco, se afirma que “debe realizarse un esfuerzo para dar a conocer el potencial y las ventajas de estas fuentes de energía para las regiones”. Añadiendo que “fondos invertidos a escala regional en el desarrollo de las fuentes de energía renovables podrían contribuir a elevar los niveles de vida y de renta de las regiones menos favorecidas, periféricas, insulares, apartadas o en declive de diversas formas:

- favoreciendo el desarrollo regional mediante la utilización de recursos locales
- contribuyendo a la creación de empleos permanentes a escala local, al tratarse de una explotación que exige intensiva mano de obra
- contribuyendo a reducir la dependencia de las importaciones energéticas
- reforzando el suministro energético de las comunidades locales, el turismo ecológico, las áreas protegidas, etc.;
- contribuyendo al desarrollo del potencial local de investigación y desarrollo, y de innovación, fomentando proyectos de investigación e innovación adaptados a las necesidades locales”

Además, dentro del marco de la futura política de desarrollo rural, la Comisión Europea animará a los Estados miembros y a las regiones a que, en sus programas en favor de las zonas rurales, se conceda prioridad absoluta a los proyectos de energías renovables. Sin embargo, las regiones continuarán teniendo que asumir la responsabilidad de seleccionar los proyectos. Ver punto 2.3.6. “Política agrícola común y política de desarrollo rural”.

La campaña para el despegue de las fuentes de energía renovables se concreta en cuatro acciones clave:

- Un millón de sistemas fotovoltaicos
- 10.000 MW generados por parques eólicos de grandes dimensiones
- 10.000 MW<sub>t</sub> generados por instalaciones de biomasa
- Integración de fuentes de energías renovables en 100 comunidades

Por su interés para este trabajo se describen los puntos principales de la última acción clave.

Para optimizar el potencial disponible ofrecido por las tecnologías aplicadas a las fuentes de energía renovables, es necesario utilizarlas conjuntamente cuando esto resulte productivo o en sistemas integrados para el suministro local de electricidad o, por otra parte, en sistemas dispersados para el suministro regional de electricidad. En la elección de los sistemas influirán de forma decisiva las características de cada región, especialmente el comportamiento geográfico de la demanda.

“Como parte de esta campaña, se seleccionará a una serie de comunidades, regiones, ciudades e islas entre aquellas que pueden aspirar razonablemente a asegurarse la totalidad de su suministro de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Para ser consideradas modelos creíbles, estas colectividades de prueba deberán ser de tamaño y características distintos. A pequeña escala, las unidades podrían ser bloques de edificios, nuevos grupos de viviendas en zonas residenciales, zonas de ocio, pequeñas zonas rurales o zonas aisladas (islas o colectividades de regiones montañosas). A mayor escala, debería establecerse “ciudades solares”, grandes zonas rurales y regiones administrativas que puedan beneficiarse de un sentido de comunidad ya existente. También podrían elegirse

como regiones piloto grandes islas como Sicilia, Cerdeña, Creta, Rodas, Mallorca, Canarias o Madeira”.

“Es necesario fijar una estrategia en la que se precisen el calendario, las prioridades y los agentes afectados, a fin de determinar las acciones necesarias y supervisar el curso de la aplicación. Los poderes públicos locales y regionales, así como los centros de energías regionales, desempeñan un papel capital en la ejecución de este proyecto”.

Como conclusión se puede decir que debido a las importantes ventajas que presentan las energías renovables para el empleo, la reducción de las importaciones de combustibles, el refuerzo de la seguridad de suministro, el aumento de las exportaciones, el desarrollo local y regional, etc., así como de sus considerables ventajas ecológicas; se considera que la Estrategia y el Plan de Acción Comunitarios presentados en el Libro Blanco de las Energías Renovables, “revisten una importancia determinante para la Unión Europea en el umbral del siglo XXI”.

## BIBLIOGRAFÍA

**Aguado M.A. y Bontoux L. (1999).** *Nuevas tecnologías para baterías: desarrollos prometedores*. Sevilla: The IPTS report. JRC.

**Aguado M.A. y Císcar J.C. (1997).** *The socio-economic impact of renewable energy projects in Southern Mediterranean countries: Methodology*. Sevilla: The IPTS report. JRC.

**Aguilera, J. (1995).** *Energía solar fotovoltaica en el ámbito de la cooperación al desarrollo, Caso de estudio: El Altiplano Boliviano*. Madrid: ETSIT, UPM (Tesis doctoral).

**Aguilera J., Lorenzo E. (1993).** *Aplicación de la energía solar fotovoltaica a proyectos rurales de cooperación al desarrollo*. Madrid: Comunidad de Madrid.

**Ahmed K. (1994).** *Renewable Energy Technologies*. Technical Paper Number 240. Washington: The World Bank.

**Alexopoulou S. (1996).** *A decision support system for the integration of renewable energy sources into water desalination systems (REDES), en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting*. Florencia : EDIFIR.

**Alonso-Abella et al. (1996).** *Present situation in South Africa with respect to implementation of solar home systems, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting*. Florencia : EDIFIR.

**Alvarez J. (1994).** *Planificación óptima de la red de distribución*, en 3ª Jornadas Técnicas de Redes Eléctricas de Distribución e Instalaciones de Usuarios (MATELEC, 94), Sesión IV : Planificación. Modelos matemáticos aplicados a la distribución. Madrid: ASINEL.

**Alvargonzález R. (1982).** *Generación de energía en el medio rural*. Madrid: Instituto Nacional de Investigaciones Agrarias, Ministerio de agricultura, pesca y alimentación.

**Amin N.B. y Jain B.C. (1985).** *Rural energy centers based on renewable sources of energy – a unique experiment in India -. Intersol 85, Solar energy: the diverse solution*. Montreal, Canadá. Ottawa: SESCI.

**Anderson y Holland (1996).** *Accelerated regional integration of energy systems, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting*. Florencia: EDIFIR.

**Ariza, F. J. (1994).** *Electrificación fotovoltaica versus electrificación convencional. Fragmentación del territorio según viabilidad económica mediante sistemas de información geográfica*. Córdoba: ETSI Agrónomos y de Montes, Universidad de Córdoba (Tesis doctoral).

**Ariza F.J. et al. (1997).** Territorial competitiveness of the stand alone photovoltaic systems versus grid electricity supply. A method and a study based on geographical information systems. Solar Energy. Vol. 61, Nº 2, pp. 107-118. Great Britain: Pergamon Press.

**Aulich et al (1998).** The future of PV rural electrification. Progress in Photovoltaics. Research and Applications. New Jersey: Wiley.

**Balenzategui J. (1996).** *Mercado fotovoltaico. Costes y rendimientos. En Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.* Madrid: CIEMAT, Serie ponencias.

**Beeck H. (1996).** *The CERE network and its Joule II project: "Network of excellence of municipalities and regions for renewable energies development and use", en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeteing.* Florencia: EDIFIR.

**Bjerregaard E. (1999).** *Small scale wind turbines in Denmark,* European Wind Energy Association Conference. Niza: (pendiente de publicación).

**BOJA (1995).** *Orden de 8 mayo de 1995, por la que se convocan subvenciones a los Ayuntamientos destinadas a la rehabilitación de la vivienda rural en localización aislada. Anexo en páginas 4.564 y 4.565 de Prescripciones técnicas que regirán las ofertas de las empresas instaladoras.* Sevilla: BOJA nº 72, Junta de Andalucía.

**Bosque, J. (1992).** *Sistemas de información geográfica.* Madrid: RIALP.

**Bourges D. et al. (1996).** *A geographical information system for large scale integration of renewable energies into regional energy markets, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting.* Florencia : EDIFIR.

**Boyle (1996).** *Renewable Energy.* Florencia: EDIFIR.

**Campanari E. et al (1986).** *Technical-Economic optimal evaluation of a wind energy for supplying an isolated farm,* European Wind Energy Conference. Roma: Editado por W. Palz y E. Sesto.

**Campsa (1988).** *Manual técnico sobre la utilización de combustibles líquidos en la industria,* Madrid: Campsa.

**Candil A. (1985).** *Problemática de las instalaciones fotovoltaicas en el medio rural,* en "La Energía Solar en la Cooperación Norte-Sur", Sevilla, 1985; XXII Congreso COMPLES (Cooperación mediterránea para la energía solar). Sevilla: ADESA (Asociación para el desarrollo de la energía solar y alternativa en Andalucía).

**Carsten J. y Giæver J.O. (1992).** *On wind power feasibility in isolated systems.* The potential for small & medium sized wind energy applications in Mediterranean Countries. Madrid: Ciemat. Rhodes: DG XVII, Dirección General de la Energía, CCE.

**Carsten J. y Giæver J.O. (1993).** *Are feasibility studies reliable at high wind energy penetration levels.* European Community Wind Energy Conference, 8-12 Marzo, 1993 Lübeck-Travemünde: H. S. Stephens & Associates.

**Cebrián, J.A. (1992).** *Información geográfica y sistemas de información geográfica.* Santander: DIDOT SA.



**CIEMAT (1996).** *The use of biomass to generate electricity on a large scale.* Madrid: CIEMAT (documento de uso interno).

**Císcar, J.C. (1997).** *Tecnología fotovoltaica y electrificación rural en los países en vías de desarrollo: la dimensión socioeconómica.* Sevilla: The IPTS report. JRC.

**Clarke J. A. et al. (1996).** *Integration of renewable energies in European Regions, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting.* Florencia : EDIFIR.

**Clarke J. A. y Grant A. D. (1996).** *Planning support tools for the integration of renewable energy at the regional level.* WREC, 1996.

**Comas, D. y Ruiz, E. (1993).** *Fundamentos de los sistemas de información geográfica.* Barcelona: Ariel.

**Comisión de las Comunidades Europeas (1996).** *Energía para el futuro: Fuentes de Energías Renovables. Libro Verde para una estrategia comunitaria.* Bruselas: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas. Ref. COM(96) 576 final.

**Comisión de las Comunidades Europeas (1997).** *Energía para el futuro: Fuentes de Energías Renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan acción comunitarios.* Bruselas: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas. Ref. COM(97) 599 final.

**Comisión de las Comunidades Europeas. DG XVII (1994).** *Prospects for renewable energy in the european community and eastern Europe up to 2010. Annex 3.* The European Renewable Study, ALTENER programme. Bruselas: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas.

**Comisión de las Comunidades Europeas. DG XVII (1996).** *La energía en Europa hasta el 2020.* Luxemburgo: Oficina de publicaciones oficiales de las Comunidades Europeas.

**Comisión Económica para América Latina y El Caribe, CEPAL (1999).** *Anuario estadístico de América Latina y El Caribe.* Edición de 1998. New York: Naciones Unidas.

**Comunidad de Madrid (1987).** *Posibilidades de las energías renovables en el territorio de la Comunidad de Madrid.* Madrid: Comunidad de Madrid.

**Cortiñas G. (1988).** *Tools for energy planning,* en AAVV, *Regional energy planning in the european communities.* Actas. Comisión de Comunidades Europeas. Madrid: CIEMAT.

**Cruz I. y Avia F. (1998).** *Tecnología de pequeños aerogeneradores.* Curso "Técnico en Instalaciones Fotovoltaicas y Eólicas. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.

**Diakoulaki D. et al (1996).** *Implementing large scale integration of renewables a pilot study for operational plans and policies (REPLAN), en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting.* Florencia : EDIFIR.

**Díaz Díaz, R. (1989).** *Localización y desarrollo territorial: Estudio de interdependencias*. Madrid: ETSII, UPM (Tesis doctoral).

**Domínguez, J. (1994).** *Conceptos básicos y aplicaciones de los Sistemas de Información Geográfica*. Technical Desktop Magazine, Marzo/Abril, Vol. II, nº 6. p. 28 a 33. Madrid.

**Domínguez, J. (1996).** *Evaluación de emplazamientos potenciales para sistemas de producción descentralizada de electricidad con energías renovables*. VII Coloquio de Geografía Cuantitativa. Vitoria, 1996. Vitoria: Universidad del País Vasco. Departamento de Geografía, Prehistoria y Arqueología.

**Domínguez J. et al (1996).** *Integración de energías renovables para la producción descentralizada de electricidad. Desarrollo con ARC/INFO*. Madrid: CIEMAT, MINER.

**Domínguez J. y Amador J. (2000).** *Integrating renewable energies into local level. Influence of the socio-economical and technical parameters in the spatial distribution of decentralized electricity production*. 3<sup>rd</sup> AGILE Conference on Geographic Information Science. Helsinki/Espoo, Finland, May 25<sup>th</sup> – 27<sup>th</sup>, 2000. pp. 60 – 61.

**Ebert P. R. y Zimmermann J. (1999).** *Successful high wind penetration into a medium sized diesel grid without energy storage using variable speed wind turbine technology*. 1999 European Wind Energy Conference, Niza, 1-5 marzo. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**ECOTEC (1994).** *The impact of large-scale research and development (R&D) investment on renewable energy in the EU*. Bruselas: The European Parliament, Directorate General for Research.

**Elhssidid M.A. Shaahid S.M. (1999).** *Optimal sizing of battery storage for hybrid (wind+diesel) power systems*. Renewable Energy vol. 18, Nº 1. Septiembre 1999; pp. 77-86. Londres: Pergamon Press.

**Elser, M. (1996).** *Economical considerations for renewable energy technologies*. Fifth international summer school, Solar energy, proceedings, julio – agosto, 96. Klagenfurt (Austria): Universität Klagenfurt.

**Escudero, J. (1998).** *Escenarios energéticos mundiales*. Energía, nº 4, julio/agosto 1998 Madrid: Alcion S.A.

**ESRI (1993).** *ARC Macro Language*. New York: Environmental Systems Research Institute (ESRI), Inc.

**ESRI (1994).** *Understanding GIS*. New York: Environmental Systems Research Institute (ESRI), Inc.

**EUREC Agency (1996).** *The Future for Renewable Energy, Prospects and Directions*. Londres: James & James Ltd.

**Eyras J.R. (1996).** *Estandarización de sistemas fotovoltaicos autónomos*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, Tesis doctoral.

**FEDERANE (1996).** *A geographical information system for large scale integration of renewable energies into regional energy markets*. Second Interim Report – Enero, 1996. Contract RENA-CT94-0051. Bruselas: Comisión de las Comunidades Europeas, DG XII-APAS.

**Fernández A. y González J. (1981).** *Una experiencia en programación de electrificación rural*, en Estudios Territoriales, nº 1, pp. 187 -196. Madrid: MOPU.

**Fernández M. (2000).** *Estado del arte de la tecnología eólico-diesel*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial (Proyecto Fin de Carrera).

**Ferrando F. (1993).** *Aspectos Económicos*, en Principios de Conversión de la Energía Eólica. Madrid: CIEMAT.

**FORATOM (1997).** *El cambio climático, el desarrollo sostenible y la energía nuclear*. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española.

**Foro Nuclear (1998a).** *Energía 1998*. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española.

**Foro Nuclear (1998b).** *Conclusiones y recomendaciones del Congreso del Consejo Mundial de la Energía*. Foro Nuclear, 1 de noviembre de 1998, nº 391. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española.

**Foro Nuclear (1998c).** *Comparaciones ambientales entre diversas fuentes de electricidad*. Foro Nuclear, 15 de diciembre de 1998, nº 394. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española.

**Foro Nuclear (2000).** *Programa francés para mitigar las emisiones de gases que producen el efecto invernadero, incluyendo un impuesto directo sobre las emisiones de carbono*. Foro Nuclear, Marzo 2000, nº 408. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española.

**Francisco A. de y Castillo M. (1985).** *Energía solar, diseño y dimensionamiento de instalaciones*. Córdoba: Publicaciones del Monte de Piedad y Caja de Ahorros de Córdoba.

**Gabler H. y Beurskens J. (1997).** *Rural electrification with photovoltaics*. 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen I. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Gabler H., Wiemken E. (1995).** *How much energy will a specific PV-system produce?*, 13<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen I. Niza. Editado por H. S. Stephens & Associates.

**Garcia J.M. e Iranzo J. (1989).** *La energía en la economía mundial y en España*. 2<sup>a</sup> ed. Madrid: AC, cap. 1 y 12.

**Garcia J.P. (1987).** *Las energías renovables en el suministro eléctrico rural*. Navapalos (Soria): III Encuentro de Trabajo sobre “La tierra como material de Construcción”. Organizado por InterAcción.

**Garcia Casals, X. (1995).** *Las energías renovables: Su papel en la cooperación y en la elaboración de un modelo de desarrollo sostenible*. Madrid: Ingenieros Sin Fronteras (documento interno).

**Generalitat de Catalunya (1995).** *Pla d'Electrificació Rural de Catalunya*. Barcelona: Dirección General de Industria.

**Gil V. (1988).** *Mathematical models*, en AAVV, *Regional energy planning in the european communities*. Actas. Comisión de Comunidades Europeas. Madrid: CIEMAT.

**Goddard W.B. y Goddard C.B. (1993).** *A comparative study of the total environmental costs associated with electrical generation systems*. Renewable Energy, 1993, Vol. 3, No. 2-3, pp. 113-120. Londres: Elsevier Science Ltd.

**González Paz J. (1983).** *Planificación energética versus planificación territorial*, en Estudios Territoriales, nº 9, pp. 113 -133. Madrid: MOPU.

**Groumpos P. y Papegeorgiou G.(1991).** *An optimum load management strategy for stand-alone photovoltaic power systems*, en Solar Energy, Vol. 46, nº 2, pp. 121 -128. USA: Pergamon Press.

**Guedes L.C. y Aníbal C.C. (1998).** *Economic análisis of a diesel/photovoltaic hybrid system for decentralized power generation in northern Brazil*. Energy Vol. 23, Nº 4, pp. 317-323, 1998. Londres: Elsevier Science Ltd.

**Gurguí A. y Alario J. (1983).** *Bases para una política de ordenación territorial con ahorro de energía*, en Estudios Territoriales, nº 9, pp. 135 -159. Madrid: MOPU.

**Gutiérrez Vera, J. (1992).** *Options for rural electrification in Mexico*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, Septiembre 1992. New York: IEEE.

**Gutiérrez, J. y Gould, M. (1994).** *SIG: Sistemas de información geográfica*. Madrid: SINTESIS.

**Hänel A. et al. (1997).** *The assessment of non-electrified houses in southern Europe. A reliable planning basis for stand-alone PV systems*.14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Helm P. et al (1999).** *Design, set-up and operation of wind powered reverse osmosis desalination plants*.1999 European Wind Energy Conference, Niza, 1-5 marzo. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Hilger A. (1988).** *Applications of photovoltaics*. Newcastle: R. Hill.

**Hill R. y Gregory J. (1997).** *The macroeconomic costs of not electrifying rural areas*.14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen I. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Huacuz J. (1997).** *PV rural electrificación in Mexico*. 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Hunter R. y Elliot G. (1994).** *Wind-diesel systems. A guide to the technology and its implementation*. New York: Cambridge University Press.

**Hwang I.H. y Song J. (1996).** *Application of photovoltaic systems for rural electrification at remote islands*. Technical digest of the international PVSEC-9, Part. 1, Miyazaki, Japón, 11-15/11/1996. Amsterdam: Elsevier.

**Ibeas A. (1983).** *La idoneidad de los métodos de análisis multicriterio en su aplicación a la planificación de inversiones en el sector público: una referencia al establecimiento de prioridades según criterios de redistribución económica-social en el plan de electrificación rural de Cantabria*. Santander: Universidad de Santander. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos (Tesis doctoral).

**Iberdrola (1997).** *Proyecto tipo para Centros de Transformación de Intemperie sobre Apoyo*. Documento Interno, MTDYC 2.11.06. Madrid: Iberdrola DIDYC.

**Iberdrola (1999).** *Análisis y seguimiento de líneas aéreas de baja y media tensión, 1997-1998*. Madrid: Iberdrola.

**IDAE (1986).** *Informe : PLANER*. Madrid: Ministerio de Industria y Energía.

**IDAE (1992).** *Ponencias del "Seminario y Salón de las Energías Renovables"*. Sevilla: IDAE.

**IDAE (1993).** *Guía de la Energía*. Madrid: IDAE, (MINER).

**IDAE (1996a).** *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Ministerio de Industria, comercio y turismo.

**IDAE (1996b).** *Energía eólica*. Madrid: Ministerio de Industria, comercio y turismo.

**IDAE (1996c).** *Estadística de la Energía Solar Fotovoltaica en España 1994*. Madrid: IDAE, (MINER).

**IDAE (1997).** *EFIRE, Investigación sobre la Eficiencia de los Electrodomésticos*. Madrid: IDAE, (MINER), Edición interna.

**IDAE (1998a).** *Nuevas tecnologías en el mercado de las energías renovables*. Documento interno. Madrid: IDAE, MINER.

**IDAE (1998b).** *Energías renovables en España. Anuario de proyectos 1997*. Madrid: IDAE, MINER.

**IDAE (1998c).** *Energías Renovables en España: Anuario de proyectos*. Madrid: IDAE, MINER.

**IDAE (1999).** *Plan de fomento de las energías renovables*. Madrid: IDAE, MINER.

**IEA (1997).** *IEA / OECD Electricity Statistics*. París: International Energy Agency.

**IEA (1998).** *Key Issues in Developing Renewables*. París: International Energy Agency.

**IER, Instituto de Energías Renovables del CIEMAT y SINAE (1992).** *Evaluación del mercado potencial de aplicaciones de sistemas eólicos en el Valle del Ebro*. Madrid: CIEMAT (Documento interno).

**Ijumba N.M. y Wekesah C.W. (1996).** *Application potential of solar and mini-hydro energy sources in rural electrification*. The 1996 4<sup>th</sup> IEEE AFRICON Conference. Part 2, Stellenbosch, South Africa, 25/09-27/09, pp. 720-723. New York: IEEE.

**INE, Instituto Nacional de Estadística (1991a).** *Censos de Población y Viviendas*. Metodología. Madrid: INE.

**INE, Instituto Nacional de Estadística (1991b).** *Censo de Viviendas*. Tomo I. Resultados Nacionales. Madrid: INE.

**INE, Instituto Nacional de Estadística (1991c).** *Censo de Viviendas 1991. Región de Murcia*. Tomo I. Resultados por Comunidades Autónomas. Madrid: INE.

**INE, Instituto Nacional de Estadística (1997).** *Anuario Estadístico 1977*. Madrid: INE.

**Impero R. (1991).** *Technical and economic comparison of electric generators for rural areas*, Solar Energy. Vol. 47. Nº 2, pp. 127-135. New York: Editado por Pergamon Press.

**Jagadessh A. (1984).** *Economic feasibility of power generation with windmills in India – A case study*, European Wind Energy Conference. Hamburgo: H. S. Stephens & Associates.

**Johansson T. et al (1993).** *Renewable energy, sources for fuels and electricity*. Washington: Island Press.

**Junta de Andalucía (1990).** *Especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones solares para producción de agua caliente*. Sevilla: Junta de Andalucía.

**Kaiser R., Uwe D. (1994).** *Investigaciones on the long term prediction of the energy field of stand-alone PV-systems*, 12<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam. Editado por H. S. Stephens & Associates.

**Kellog W.D. et al. (1998).** *Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaic, and hybrid wind/PV systems*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, Nº 1, Marzo, 1998. New York: IEEE.

**Kristoferson L.A., Bokalders V. (1991).** *Renewable energy technologies*. Londres: Intermediate technology.

**Lafuente A. y Sesma F. (1994).** *Metodología y criterios base para la planificación de las redes de distribución*, en 3<sup>a</sup> Jornadas Técnicas de Redes Eléctricas de Distribución e Instalaciones de Usuarios (MATELEC, 94), Sesión IV : Planificación. Modelos matemáticos aplicados a la distribución. Madrid: ASINEL.

**Lago C. (1998).** *Estadísticas de producción de parques eólicos en España. Año 1996.* Informes técnicos Ciemat. Madrid: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

**Linares P. (1996).** *External cost in the electricity generation.* European Wind Energy Course. Proyecto ALTENER. Tenerife: (Documento interno).

**Linares P. (1999).** *Integración de criterios medioambientales de procesos de decisión: Una aproximación multicriterio a la planificación integrada de recursos eléctricos.* Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Montes, Universidad Politécnica de Madrid (Tesis Doctoral).

**Lipman N.H. (1994).** *Overview of wind/diesel systems.* Renewable energy, vol. 5, part I, pp. 595-617. Londres: Elsevier Science Ltd.

**Loois G. et al. (1997).** *Stand-alone pv systems: present and future.* 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Lopez M. A. (2000).** *Energía solar fotovoltaica y ósmosis inversa como solución a la escasez de agua en núcleos rurales aislados.* Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicaciones (Proyecto Fin de Carrera).

**Lorenzo E. (1994).** *Electricidad solar fotovoltaica.* Sevilla: Progensa.

**Lorenzo E. (1997).** *Photovoltaic Rural Electrification,* 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Lorenzo E. et al. (1997).** *Universal technical standards for solar home systems.* 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen I. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Maddigan R. et al (1984).** *Rural electrification. Its future in the USA.* Energy Policy, 1984, 12 (2), 157-169. Oak Ridge TN: Economic System Analysis inc.

**Mahmmud F. et al (1996).** *A GIS tool for the economic assessment of renewable technologies,* European Wind Energy Association Conference and Exhibition, 1996, Exeter (UK), 25-27 de septiembre, p. 191-196. Bury St Edmunds (UK): Mechanical Engineering Publications Ltd.

**Maohua W. (1995).** *On the technology progress of rural electrification in China.* CIGR IV, Hohenheim, 1995, Energy and Agriculture. New York?: Transactions of the ASAE.

**Martín F. et al (1996).** *Integration of renewables in eastern Andalucía.* Madrid: CIEMAT, MINER.

**Martínez J.A. (1995).** *Una nueva perspectiva en la predicción de la demanda,* en Jornadas de Intercambio de Experiencias sobre Planificación Eléctrica. Madrid: UNESA.

**Mayer D. y Carlen P. (1997).** *Photovoltaic Rural Electrification*, 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Mayer D. et al (1998).** *Sustainable development of areas: decentralized electrification*, Applied Solar Energy, Vol. 34, No. 3, 1998, pp. 10-18. Danvers, MA, USA: Allerton Press Inc. WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Mbogho M.S. et al (1996).** *Economic analysis of supplying an electro village using alternative electrical power sources*. The 1996 4<sup>th</sup> IEEE AFRICON Conference. Part 2 (of 2). Stellenbosch, South Africa 25-27, de september. New York: IEEE.

**Menna P. et al (1995).** *Prospects for photovoltaic electricity generation in the southern mediterranean countries*, 13<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Niza: Editado por H. S. Stephens & Associates.

**Menna P. y Paoli P. (1998).** *Photovoltaic installations for the electrification of rural southern mediterranean regions*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Vol. 6, No. 5; Septiembre-Octubre 1998; p. 257-263. New Jersey: Wiley.

**Merad S. et al (1994).** *A comparative cost analysis of photovoltaic and diesel systems used in home lighting in the algerian aures mountainous*, 12<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Amsterdam: Editado por H. S. Stephens & Associates.

**Moody-Stuart, M. (1998).** *Los suministros de energía en el siglo XXI*. Ingeniería Química, septiembre 1998 Madrid: Alcion S.A.

**Monteiro C. et al (1998).** *Evaluation of electrification alternatives in developing countries-the Solargis tool*, MELECON'98, 9<sup>th</sup> Mediterranean Electrotechnical Conference, IEEE, 1998, 2 vo. P. 1037-1041. New York: IEEE.

**Montero M. (1991).** *Sociedades rurales e innovación tecnológica: Reflexiones preliminares..* Política y Sociedad, nº 9, 1991 Madrid: Universidad Complutense de Madrid.

**Munasinghe M. (1988).** *The economics of rural electrification projects*, Energy economics, 1988, 10 (1) 3-17. London: Butterworth & Co (publishers) Ltd.

**Muselli M.A. (1997).** *Électrification de sites isolés. Dimensionnement de systèmes hybrides à sources renouvelables d'énergie*. Córcega: Université de Corse Pascal Paoli (Tesis doctoral).

**Muselli et al. (1997).** *A geographical information system for the integration of stand-alone PV systems in remote areas*, 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Muselli et al. (1999).** *Computer-aided analysis of the integration of renewable-energy systems in remote areas using a geographical-information system*, Applied Energy, 1999, 63(3), 141-160. Londres: Elsevier.

**Nfaoui H. et al. (1996).** *Cost of electricity generated and fuel saving of an optimized wind-diesel electricity supply for village in Tangier-area (Morocco)*. 4 World renewable energy



congress- renewable energy, global warming and the environment. Denver, CO (United States), 15-21 junio, 1996. Fuente: Renewable Energy v 9 : 1 - 4. Londres: Elsevier Science Ltd.

**Neirac F. et al. (1997).** *Solargis project: Integration of renewable energies for decentralised electricity production in regions of EU and developing countries.* 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Nogaret E. et al. (1996).** *MEDENERGY: Elaboration of an action plan to promote the use of renewable energies for electricity supply, water supply and socio-economic development in the Southern Mediterranean Countries, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting.* Florencia : EDIFIR.

**Nordin H. Y Lindemark B. (1999).** *System reliability, dimensioning and environmental impact of diesel engine generator sets used in telecom applications.* 21<sup>st</sup> International Telecommunications Energy Conference. INTELEC'99, IEEE, Piscataway, NJ, USA. New York: IEEE.

**Notton G. et al (1996).** *Autonomous hybrid photovoltaic power plants using a back-up generator: A case study in a mediterranean island.* Renewable Energy, Vol. 7, No. 4, pp. 371-391, 1996. Londres: Elsevier Science Ltd.

**Notton G. et al (1997).** *What hypothesis for an economic study of electric generators for rural area? Literature survey and new suggestions,* 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Palz W. (1994).** *Power for the world.* Bruselas: Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas.

**Pantoja A. et al (1992).** *Análisis de experiencias de generación y operación-mantenimiento y costes de los sistemas fotovoltaicos de Hidrola.* Energía Solar, nº 53, septiembre/octubre 92. Madrid: S.A. de Publicaciones Técnicas.

**Papageorgiou D. (1999).** *Aplicaciones de la energía fotovoltaica e iniciativas políticas.* The IPTS Report, Mayo 1999. Sevilla: JRC.

**Percival y Harper (1982).** *Electric Utility Value. Determination for Wind Energy.* Volumen I. Methodology. Golden (Colorado): Solar Energy Research Institute.

**Perlack R.D. (1988).** *A comparison of decentralized minigrids and dispersed diesels for irrigation pumping in Sahelian Africa.* Natural resources forum. 12, no. 3, Agosto, 1988, pp. 235-242. Londres: Graham & Trotman.

**Pérez de Herrasti, I. (1997).** *Project Finance.* Madrid: Ediciones 2010.

**Petit C. (1995).** *Winds of change. GIS helps site wind farms in EN France.* GIS Europe, Julio 1995. Godmanchester (Huntingdon): GeoTec Media.

**Ramírez L. et al (1999a).** *La energía del viento, un recurso natural y renovable.* Dirección General para la Energía (DG XVII). Comisión Europea, Programa Joule-Thermie. Madrid: CIEMAT (MINER).

**Ramírez L. et al (1999b).** *Evaluación de los recursos de energías renovables en la Región de Murcia.* Colección documentos CIEMAT. Madrid: CIEMAT (MINER).

**Red Eléctrica de España S.A. (1998).** *Atlas de la demanda eléctrica Española. Proyecto INDEL.* Madrid: Red Eléctrica de España S.A.

**Región de Murcia (1990).** *Programa de desarrollo regional de Murcia 1989-1992.* Dirección General de Economía y Planificación. Murcia: Consejería de Economía, Industria y Comercio. Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.

**Región de Murcia (1994).** *Censo de viviendas de 1991 de la Región de Murcia.* Consejería de Fomento y Trabajo. Dirección General de Economía y Planificación. Murcia: Centro Regional de Estadística. Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.

**Región de Murcia (1997).** *Plan de Reactivación Económica de la Región de Murcia. Adaptado 1997-1999.* Dirección General de Economía y Planificación. Murcia: Consejería de Economía y Hacienda. Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.

**Región de Murcia (1998).** *Anuario estadístico de la Región de Murcia.* Tomo1: Datos regionales y Tomo II: Datos Municipales. Dirección General de Economía y Planificación. Murcia: Consejería de Economía y Hacienda. Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.

**Rehm M. et al. (1995).** *First implementation of demand-side management by dynamic pricing in an autonomous pv-wind-diesel system,* 13<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen I. Niza. Editado por H. S. Stephens & Associates.

**Rialhe A. (1996).** *Epure project : Economical potential use of renewable energy, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting.* Florencia : EDIFIR.

**Ricaud A. (1997).** *Les photopiles solaires, un bilan variable.* Revue de L'Electricité et de L'Electronique, nº 4, abril 97, París: Societé de Electriciens et des Electroniciens.

**Sabharwal S. (1990).** *Rural electrification cost including transmission and distribution losses and investments.* IEEE/PES 1989 Winter meeting (Atlanta GA USA) 1990-02-04. IEEE transactions on energy conversion, 1990, 5 493-500. New York: IEEE.

**Saiz A. (1988).** *Operation research and energy planning,* en AAVV, *Regional energy planning in the european communities.* Actas. Comisión de Comunidades Europeas. Madrid: CIEMAT.

**Sandia National Laboratories (1990).** *Manual de prácticas recomendadas para proyectos de sistemas fotovoltaicos independientes.* Springfield: National Technical Information Service.

**Schmitt A. et al (1997).** *EDF's approach for the use of renewable energies for decentralised rural electrification.* 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen I. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Schlegelmilch K. (1998).** *Energy taxation in the EU and some member states: looking for opportunities ahead.* Wuppertal: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy.

**Shanker A. (1996).** *European initiative to promote a sustainable PV market in India for decentralised rural electrification, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeteing.* Florencia : EDIFIR.

**Shrestha G.B. y Goel L. (1998).** *A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations.* IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, Nº 4, Diciembre, 1998. New York: IEEE.

**Sidrach M. y Mora LI. (1994).** *Utilización de sistemas mixtos fotovoltaico-generador auxiliar para electrificación rural: Análisis energético y económico.* Energías limpias en progreso. Vigo: Asociación Española de la Energía Solar.

**Sinha C.S. y Kandpal T.C. (1993).** *Decentralized versus grid electricity for rural India: The economic factors.* Renewable energy utilization: Scope, economics, and perspectives. New Delhi: Tata Energy Research Inst.

**Solargis team. (1996).** *Solargis handbook.* Bruselas: Directorate General XII of the European Commission.

**Stöhr M. (1996).** *PV for the world's villages, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeteing.* Florencia : EDIFIR.

**Stöhr M. et al. (1997).** *Standardized PV systems for rural areas.* 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Sweet W. (1999).** *Power & Energy.* IEEE Spectrum, Enero 1999. New York: IEEE.

**Systemes Solaires (1998).** *Un espoir pour le developpement: L'electrification rurale decentralisee.* Systemes Solaires, 1998 (128) 17-22. París: Systemes Solaires.

**Tastis A. et al. (1996).** *The integration of renewable energy into europe's energy supply infrastructure, en Renewable Energy Development European Conference and APAS-RENA Contractors Meeting.* Florencia : EDIFIR.

**Thompson, D. (1992, pp. 338 - 341)).** *Geographic Information Systems : An Introduction.* International GIS Sourcebook.

**UNESA (1994).** *3as Jornadas Técnicas de Redes Eléctricas de Distribución e Instalaciones de Usuarios.* Matelec 94. Madrid: UNESA.

**UNESA (1998).** *Memoria estadística Eléctrica 1997.* Madrid: UNESA.

**Unión Fenosa (1998).** *VIII Jornadas de Distribución,* Puente Nuevo, 3 y 4 de marzo del 1998. Madrid: Unión Fenosa (documento interno).

**Unión Fenosa (1999).** *Proyecto tipo de redes aéreas de Baja Tensión.* Madrid: Unión Fenosa.

**Unión Fenosa (2000).** *IX Jornadas de Distribución*, Puente Nuevo, 9 y 10 de marzo del 2000. Madrid: Unión Fenosa (documento interno).

**Urbina V. (1983).** *Influencia de las fuentes alternativas de energía en la ordenación del territorio de la comarca de Sanabria, Zamora*. Madrid: ETSIA, UPM (Tesis doctoral).

**Uribe B. et al. (1999).** *Precios del petróleo más bajos: implicaciones a largo plazo*. Sevilla: The IPTS report. JRC.

**Vallvé X. y Juan J.M. (1995).** *Comparative assessment of PV and grid extension to electrify a rural district in southern Europe (Spain)*, 13<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Niza: Editado por H. S. Stephens & Associates.

**Vallvé X. Y Serrasolses J. (1997).** *PV stand alone competing successfully with grid extension in rural electrification: A success story in southern Europe*, 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Volumen I. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Van Leuven J. (1984).** *The economic feasibility of small-scale wind energy conversion systems* European Wind Energy Conference. Hamburgo: H. S. Stephens & Associates.

**Van Leuven J. Y Van Den Poel R. (1986).** *The economics of decentralised WECs: A dynamic simulation*, European Wind Energy Conference. Roma: Editado por W. Palz y E. Sesto.

**Vanderbergh P.M. (1997a).** *Energie solaire et production d'électricité. Un outil d'analyse technologique, économique et géographique du potentiel des filières photovoltaïques et thermiques*, Ecole nationale supérieure des mines de Paris. Paris: Ecole nationale supérieure des mines de Paris. Tesis doctoral.

**Vanderbergh et al. (1997b).** *Integration of renewable energies for rural electrification in a Tunisian region*, 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. Volumen II. Barcelona, 30 junio-4 julio. Munich: Editado por WIP y H. S. Stephens & Associates.

**Voivontas et al. (1998).** *Evaluation of renewable energy potential using a GIS decision support system*, en Renewable Energy, Vol. 13, nº 3, pp. 333-344. Londres: Pergamon Press.

**Wallace W.L. y Tsuo Y.S. (1997).** *Photovoltaics for rural electrification in the people's Republic of China*. The 1997 IEEE 26<sup>th</sup> Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, USA. 30 – septiembre – 3 octubre, 1997. New York: IEEE.

**WEC (World Energy Council) (1995).** *Energy demand, life style changes and technology development*. Londres: WEC.

**WEC (World Energy Council) (1998a).** *Energy efficiency policies and indicators*. Londres: WEC.

**WEC (World Energy Council) (1998b).** *Rural energy in developing countries*. Londres: WEC (documento de trabajo perteneciente al "WEC Rural Energy Project", no publicado).

**WEC (World Energy Council) (1998c).** *Regional report on rural energy for developing countries*. Londres: WEC (documento de trabajo perteneciente al "WEC Rural Energy Project", no publicado).

**Wendell et al. (1993).** *Applicability of digital terrain analyses to wind energy prospecting and siting*, Windpower, 93 Conference, Julio 12-16, 1993. San Francisco: DOE, OSTI (Office of Scientific and Technical Information), U.S.

**Wolsink M. y Westra C. (1986).** *Wind energy and voluntary load management in residential electricity use*, European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Volumen 4. Roma. Editado por W. Palz y E. Sesto.

**World Bank (1995a).** *Rural Electrification : A hard look at cost and benefits*. Washington: OED Précis, The World Bank.

**World Bank (1995b).** *The Solar Initiative*. Washington: The World Bank.

## CARTOGRAFÍA

**Servicio Geográfico del Ejército (1996).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 24-37.  
*Zarcilla de Ramos.*

**Servicio Geográfico del Ejército (1997).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 24-39.  
*Vélez Rubio.*

**Servicio Geográfico del Ejército (1996).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 25-38.  
*Lorca.*

**Servicio Geográfico del Ejército (1996).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 25-37.  
*Coy.*

**Servicio Geográfico del Ejército (1996).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 24-38.  
*Vélez Blanco.*

**Servicio Geográfico del Ejército (1996).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 26-39.  
*Mazarrón.*

**Servicio Geográfico del Ejército (1996).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 26-38.  
*Totana.*

**Servicio Geográfico del Ejército (1996).** "Cartografía militar de España". 1:50.000. Serie L, 25-39.  
*Puerto Lumbreras.*